

# **Speicherbedarf und Systemkosten in der Stromversorgung für energieautarke Regionen und Quartiere**

## **Dissertation**

zur Erlangung des Doktorgrades  
der Ingenieurwissenschaften

vorgelegt von

**Dipl.-Ing. (FH) Caroline Möller**

aus Guben

genehmigt von der Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften  
der Technischen Universität Clausthal

Tag der mündlichen Prüfung  
27.05.2020

Dekan:	Prof. Dr. Bernd Lehmann
Betreuer:	Prof. Dr. Martin Faulstich
Gutachter:	Prof. Dr. Christian von Hirschhausen
Gutachterin:	Prof. Dr. Sandra Rosenberger

# Kurzfassung

Energieautarkie ist ein zentrales Thema im Transformationsprozess zu einer Versorgung aus 100 % Erneuerbaren Energien, sowohl auf Regions- als auch auf Quartiersebene. Im regionalen Kontext wird hauptsächlich bilanzielle Vollautarkie angestrebt, auf Quartiersebene hingegen real energetische Teilautarkie. Für die bilanziellen Konzepte auf regionaler Ebene ist der Ausbau von Speichern nicht erforderlich. Auf Quartiersebene hingegen sind teilautarke Konzepte mit Stromspeichern weit verbreitet.

Ausgehend von den regionalen Bestrebungen nach Autarkie, den realen Umsetzungsmöglichkeiten auf Quartiersebene und der Notwendigkeit von Speichern im Gesamtsystem wird der Einfluss der Größe der teilautarken Systeme auf Regions- und Quartiersebene auf den Speicherbedarf und die resultierenden Systemkosten untersucht. Damit wird die Frage beantwortet, bis zu welchem Grad Energieregionen und energetische Quartiere ihre autarken Versorgungsziele unter Berücksichtigung von Speichern sinnvoll umsetzen können.

Zur Beantwortung der Fragestellungen wurden Energiesystemanalysen auf Basis von linearer Optimierung für eine Bandbreite an Systemgrößen aus regionaler und Quartiersperspektive durchgeführt und aus technisch-ökonomischer Sicht bewertet. Basis für die Untersuchungen ist die Masterplan-Modellregion „Osnabrück-Steinfurt“. Auf Quartiersebene wurden fiktive und reale Zusammenschlüsse von Haushalts-, Gewerbe- und Landwirtschaftsgebäuden mit unterschiedlichen Photovoltaik-Ausbauszenarien abgebildet. Darüber hinaus wurden, ergänzend zum systemischen Optimum, resultierende Speicherbedarfe, die sich aus einer betriebswirtschaftlichen Rentabilität ergeben, untersucht.

Auf Regionsebene zeigen die Ergebnisse, dass die Größe des teilautarken Systems einen starken Einfluss auf den Speicherbedarf und die Systemkosten hat. Die Versorgung von Regionen auf Landkreisebene lässt sich unter bestimmten Voraussetzungen im Bereich von 80 bis 90 % real autark abbilden. Auf Gemeindeebene ist eine autarke Betrachtung der Stromversorgung aufgrund der starken Heterogenität der Gemeinden in Erzeugung und Verbrauch nicht sinnvoll. Die Untersuchungen auf Quartiersebene zeigen deutliche Synergien bei der Vernetzung einzelner Haushalte und der Nutzung eines gemeinsamen Quartierspeichers. Im Vergleich zur Regionsebene führt die Umsetzung von Speichern auf Quartiersebene zur Erreichung vergleichbarer Autarkiegrade zu deutlich höheren spezifischen Speicherkapazitäten und Systemkosten. Aus Akteurssicht jedoch lohnt sich ihre Investition und führt zu ähnlich hohen Autarkiegraden wie auf Regionsebene.





# Abstract

Energy self-sufficiency is a central issue in the transformation process towards a 100% renewable energy supply, both at regional and neighbourhood level. Regarding the regional context, the main aim is to achieve full balance-sheet self-sufficiency, whereas the neighbourhood level strives for real partial energy self-sufficiency. The expansion of storage systems is not necessary for the balance sheet concepts at the regional level. At the neighbourhood level, on the other hand, semi-autonomous concepts with electricity storage facilities are widespread.

Based on the regional efforts towards self-sufficiency, the real implementation possibilities at neighbourhood level and the necessity of storage facilities in the overall system, this dissertation explores the influence of the size of semi-autonomous systems at regional and district level on the storage requirements and the resulting system costs. This thus answers the question to what extent energy regions and energetic neighbourhoods can meaningfully implement their self-sufficient supply targets taking storage facilities into account.

In order to address these issues, energy system analyses were carried out on the basis of linear optimisation for a range of system sizes from a regional and district perspective and evaluated from a technical-economic point of view. The basis for the investigation is the model region „Osnabrück-Steinfurt“ served as a test-bed model region for the following analyses. At neighbourhood level, fictitious and real associations of household, commercial, and agricultural buildings with different photovoltaic expansion scenarios were mapped. In addition to the systemic optimum, the storage requirements resulting from an economic profitability were investigated.

At the regional level, the results show that the size of the semi-autonomous system has a strong influence on storage requirements and system costs. The supply of regions on the district level can be mapped under certain conditions within the range of 80 to 90% self-sufficiency. At the municipal level, a self-sufficient consideration of the power supply is not meaningful due to the strong heterogeneity of the municipalities in production and consumption. The investigations at the neighbourhood level show clear synergies in the networking of individual households and the use of a shared neighbourhood storage facility. Compared to the regional level, the implementation of storage facilities at the neighbourhood level leads to significantly higher specific storage capacities and system costs in order to achieve comparable degrees of self-sufficiency. From the point of view of the actors, however, their investment is worthwhile and leads to similarly high degrees of self-sufficiency comparable to the regional level.



# Danksagung

An dieser Stelle möchte ich allen Menschen, die mich bei der Anfertigung meiner Dissertation begleitet und unterstützt haben, ganz herzlich Danke sagen.

Besonders danken möchte ich Frau Professor Sandra Rosenberger für die Möglichkeit, im Projekt „EOS – Energiespeicherlösungen für die Region Osnabrück-Steinfurt“ zu promovieren. Die hervorragende Betreuung, die vielen bereichernden Diskussionen zu Teilergebnissen meiner Arbeit und insbesondere auch ihr Blick auf die Belange der Untersuchungsregion waren mir eine große Unterstützung. Auch für das Korrekturlesen in der Endphase bin ich sehr dankbar. Großen Dank aussprechen möchte ich Professor Martin Faulstich für die Möglichkeit, die Arbeit unter seiner Leitung durchzuführen, das konstruktive Feedback, sein Vertrauen in meine Arbeit und den mir zur Verfügung gestellten Freiraum. Außerdem waren die regelmäßigen Doktorandenseminare eine Bereicherung und ermöglichten mir einen wertvollen Blick über den eigenen Tellerrand. Sehr dankbar bin ich auch Professor Christian von Hirschhausen für sein Interesse an meinem Thema und seine schnelle Bereitschaft, das dritte Gutachten zu übernehmen.

Für die finanzielle Förderung danke ich dem Niedersächsischen Ministerium für Wissenschaft und Kultur, das mich in Form eines dreijährigen Stipendiums im Rahmen des Projekts EOS unterstützt hat. Dem Reiner Lemoine Institut danke ich herzlich für die Ko-Finanzierung während der Stipendiendauer und der Hochschule Osnabrück für die sechsmonatige Anschlussfinanzierung.

Einen besonderen Dank möchte ich dem Reiner Lemoine Institut aussprechen, in das ich über all die Jahre fachlich eingebunden war. Ich habe unglaublich viel gelernt und danke all meinen Kolleg:innen für das inspirierende Umfeld und das großartige Arbeitsklima. Einen ganz herzlichen Dank spreche ich an dieser Stelle meiner ehemaligen Teamleiterin Berit Müller aus, die den Anstoß zu einer Promotion an der Hochschule Osnabrück gegeben und mir damit den Weg für dieses Vorhaben geebnet hat. Meinem Team bin ich für die Flexibilität in der Endphase der Promotion, sehr dankbar. Fabian Grüger danke ich für den intensiven Austausch zu Beginn meiner Promotion. Mascha Richter und Editha Kötter danke ich dafür, dass sie mir in der Schlussphase mit hilfreichen Kommentaren, guten Fragen und passendem Feedback zur Seite standen. Außerdem danke ich Andreas Pfeif und Marco Roggemann, deren Abschlussarbeiten ich während meiner Promotionszeit betreut habe, für ihre Zuarbeit, und Christian Wernitz für seine Unterstützung als studentischer Mitarbeiter. Danken möchte ich auch Ludwig Hülk, Felix Janiak und Anton Schatz für ihre Unterstützung bei der Erstellung der Karte der Energieregionen. Mein Dank gilt

außerdem Kathrin Goldammer für die Organisation der RLI-internen Promovierendenrunde und allen Promovierenden für die offene Atmosphäre und die Möglichkeit, auch Probleme anzusprechen. Schließlich danke ich allen Kolleg:innen, die mich auf meinem Weg mit Rat, Anregungen, lieben Worten und offenen Ohren begleitet haben.

Mein Dank gilt außerdem dem EOS-Team an der Hochschule Osnabrück für das produktive gemeinsame Arbeiten und die anregenden Diskussionen zu Beginn meiner Promotion, und den Gebietskörperschaften der Untersuchungsregionen für die Bereitstellung von Informationen und Daten. Ganz herzlich danken möchte ich auch Doreen und Ricki Simon für ihre Gastfreundschaft und die regelmäßige Übernachtungsmöglichkeit während meiner Aufenthalte in Osnabrück.

Nicht zuletzt möchte ich meinen Freunden und meiner Familie, die mich auf verschiedenste Weise während der Arbeit an meiner Dissertation unglaublich unterstützt haben, Danke sagen. Insbesondere danke ich meinen Eltern für ihre tolle Unterstützung in der Schlussphase.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>xi</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>xvii</b>
<b>Nomenklatur</b>	<b>xxi</b>
<b>1. Einleitung und Motivation</b>	<b>1</b>
1.1. Motivation . . . . .	1
1.2. Zielsetzung und Vorgehen . . . . .	3
1.3. Aufbau und Struktur . . . . .	4
<b>2. Stand der Forschung und Forschungsfragen</b>	<b>5</b>
2.1. Energieregionen und Energieautarkie . . . . .	5
2.1.1. Dezentralität und Energieregionen . . . . .	5
2.1.2. Autonomie und Autarkie . . . . .	11
2.1.3. Autarke Stromversorgung in Haushalten und Quartieren . . . . .	16
2.1.4. Autarke Stromversorgung auf verschiedenen räumlichen Ebenen . . . . .	19
2.2. Speicherbedarf in zukünftigen Stromversorgungssystemen auf nationaler Ebene . . . . .	21
2.2.1. Speichertechnologien und Anwendungsfelder . . . . .	21
2.2.2. Speicherbedarf auf nationaler Ebene . . . . .	23
2.3. Technisch-ökonomische Untersuchungen zu Energieautarkie für unterschiedliche Systemgrenzen . . . . .	25
2.4. Zusammenfassung und Bewertung des Forschungsstands . . . . .	29
2.5. Forschungsfragen . . . . .	33
<b>3. Methodik</b>	<b>37</b>
3.1. Energiesystemanalyse und Lineare Optimierung . . . . .	37
3.1.1. Technologien des Energiesystems . . . . .	38
3.1.2. Allgemeine mathematische Beschreibung . . . . .	38
3.1.3. Zielfunktion und Deckung der Stromnachfrage . . . . .	40

3.1.4.	Modelle zur Berechnung der Einspeiseleistung aus Windenergie und Photovoltaik . . . . .	42
3.1.5.	Modell zur Abbildung des Speichers . . . . .	44
3.1.6.	Modell zur Abbildung der Biogasanlage . . . . .	45
3.2.	Definition von Kennwerten zur Parametrierung und Bewertung der Ergebnisse . . . . .	47
3.2.1.	Definition des Autarkiegrads . . . . .	47
3.2.2.	Definition der spezifischen Systemkosten . . . . .	48
3.3.	Verwendung des Modellierungsframeworks oemof . . . . .	49
<b>4.</b>	<b>Szenarien und Datenbasis</b>	<b>51</b>
4.1.	Die Untersuchungsregion Osnabrück-Steinfurt . . . . .	51
4.2.	Allgemeine Datenbasis . . . . .	52
4.2.1.	Technische Parameter . . . . .	52
4.2.2.	Ökonomische Parameter . . . . .	53
4.3.	Aufstellung von Szenarien . . . . .	54
4.3.1.	Szenarien und Datenbasis auf Regionsebene . . . . .	54
4.3.2.	Szenarien und Datenbasis auf Quartiersebene . . . . .	60
4.3.3.	Sensitivitätsanalysen . . . . .	63
<b>5.</b>	<b>Ergebnisse – Technisch-ökonomische Bewertung auf regionaler Ebene</b>	<b>65</b>
5.1.	Vorgelagerte Residuallastanalyse und Potenziale von Stadt-Umland-Kooperationen . . . . .	65
5.2.	Technisch-ökonomische Bewertung auf Landkreisebene . . . . .	69
5.3.	Technisch-ökonomische Bewertung auf kommunaler Ebene – Falluntersuchungen anhand der Gemeinden des Kreises Steinfurt . . . . .	80
5.4.	Sensitivitätsanalysen . . . . .	84
5.4.1.	Systembeitrag der Biogastechnologie . . . . .	85
5.4.2.	Betrachtung verschiedener Speichertechnologien . . . . .	88
5.4.3.	Einfluss des betrachteten Wetterjahrs . . . . .	89
5.5.	Zusammenfassung . . . . .	90
<b>6.</b>	<b>Ergebnisse – Technisch-ökonomische Bewertung auf Quartiersebene</b>	<b>93</b>
6.1.	Vergleich von Speicherbedarf und Systemkosten in Einzelhaushalten und Quartieren . . . . .	94
6.2.	Sensitivitätsanalysen auf Basis eines realen Beispielquartiers . . . . .	104
6.3.	Peak-Shaving in Unternehmen . . . . .	108
6.4.	Zusammenfassung . . . . .	115

<b>7. Diskussion und Bewertung</b>	<b>117</b>
7.1. Zusammenfassende Diskussion der Ergebnisse . . . . .	117
7.2. Bewertung der verwendeten Methodik . . . . .	123
<b>8. Schlussfolgerungen und Ausblick</b>	<b>127</b>
<b>9. Zusammenfassung</b>	<b>135</b>
<b>Literatur</b>	<b>137</b>
<b>A. Anhang</b>	<b>147</b>
A.1. Ergänzungen zur Datenbasis . . . . .	148
A.2. Ergänzungen zu den Ergebnissen . . . . .	155





# Abbildungsverzeichnis

2.1.	Energieregionen in Deutschland mit Fokus auf die unterschiedlichen administrativen Ebenen . . . . .	31
2.2.	Ebenen der Energieautarkie . . . . .	34
2.3.	Lage der Modellregion Osnabrück-Steinfurt . . . . .	35
3.1.	Komponenten des Regionenmodells zur Deckung des Strombedarfs . . .	38
3.2.	Komponenten des Quartiermodells zur Deckung des Strombedarfs . . .	39
3.3.	Zusammenhang zwischen Eingangsparametern, Systemvariablen und Ergebnisgrößen der linearen Optimierung eines Energiesystems auf minimale Systemkosten . . . . .	41
3.4.	Visualisierung eines Wochenverlaufs der Energiesystemanalyse . . . . .	43
4.1.	Istzustand des Ausbaus von Photovoltaik, Wind- und Bioenergie in der Masterplanregion . . . . .	52
4.2.	Geographische Lage und Namen der Gemeinden des Kreises Steinfurt .	59
4.3.	Gebäudestruktur des Beispielquartiers Tussenhausen . . . . .	61
4.4.	Lastgänge der untersuchten Unternehmen . . . . .	62
5.1.	Jahresdauerlinie der Residuallast, Vergleich individuelle Teilregionen mit verschiedenen Vernetzungsgraden, Masterplanjahr 2030 . . . . .	66
5.2.	Defizit- und Überschussenergie der Teilregionen bei individueller Betrachtung und zwei Vernetzungsoptionen, Masterplanjahr 2030 . . . . .	68
5.3.	Veränderung des real energetischen Autarkiegrads und des Anteils der Überschussenergie am Verbrauch bei Vernetzung, Masterplanjahr 2030 .	69
5.4.	Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad, Vergleich Kreis Steinfurt und Landkreis Osnabrück . . . . .	70
5.5.	Zusammensetzung der Systemkosten, Vergleich Kreis Steinfurt und Landkreis Osnabrück . . . . .	73
5.6.	Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad, Vergleich Vernetzung beider Landkreise mit Addition der Einzelwerte . . .	74
5.7.	Zusammensetzung der Systemkosten, Vergleich Vernetzung beider Landkreise mit Addition der Einzelwerte . . . . .	76

5.8.	Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad, Vergleich Vernetzung der Stadt und des Landkreises Osnabrück mit der Vernetzung der gesamten Masterplanregion . . . . .	76
5.9.	Zusammensetzung der Systemkosten, Vergleich Vernetzung der Stadt und des Landkreises Osnabrück mit der Vernetzung der gesamten Masterplanregion . . . . .	78
5.10.	Vergleich der installierten Leistungen der Masterpläne mit den Ergebnissen des Kostenoptimums, Masterplanregion . . . . .	79
5.11.	Vergleich der Überschüsse zwischen den Szenarien 2030, 2050 und Kostenoptimum, Masterplanregion . . . . .	79
5.12.	Real energetischer Autarkiegrad, der ohne Speicherzubau erreicht wird, und benötigte Speicherkapazität für 80 % Autarkie, Gemeinden des Kreises Steinfurt . . . . .	81
5.13.	Benötigte Speicherkapazität für 80 und 90 % Autarkie und der real energetische Autarkiegrad, der ohne Speicherzubau erreicht wird, ausgewählte Gemeinden des Kreises Steinfurt . . . . .	81
5.14.	Installierte Wind- und PV-Leistung, jährlicher Stromverbrauch und real energetischer Autarkiegrad, der ohne Speicherzubau erreicht wird, ausgewählte Gemeinden des Kreises Steinfurt . . . . .	82
5.15.	Resultierende spezifische Systemkosten auf Gemeindeebene . . . . .	83
5.16.	Speicherkapazität zur Erreichung von 80 % Autarkie bei Vernetzung von jeweils zwei Teilregionen und Vergleich mit den entsprechenden addierten Werten bei Betrachtung der Teilregionen einzeln . . . . .	84
5.17.	Prozentuale Veränderung von Speicherkapazität, spezifischen Systemkosten und Überschussenergie bei flexiblem Einsatz des Biogaspotenzials im Vergleich zu den Basisszenarien der Masterpläne 2030 und 2050 mit konstanter Biogasverstromung und für 80 % Autarkie . . . . .	86
5.18.	Prozentuale Veränderung von Speicherkapazität, spezifischen Systemkosten und Überschussenergie bei flexiblem Einsatz des Biogaspotenzials im Vergleich zu den Basisszenarien der Masterpläne 2030 und 2050 mit konstanter Biogasverstromung und für 90 % Autarkie . . . . .	87
5.19.	Anteil der eingesetzten Biogasmenge am zur Verfügung stehenden Biogaspotenzial . . . . .	87
5.20.	Benötigte Speicherkapazität für verschiedene Autarkiegrade unter Berücksichtigung konkreter Speichertechnologien bei Kostenoptimierung .	88
5.21.	Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad und installierte Wind- und PV-Leistung bei Kostenoptimierung für verschiedene Wetterjahre . . . . .	90

6.1.	Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für einen gemeinsamen Quartierspeicher und für die 73 Einzelhaushalte im PV-Ausbauszenario . . . . .	95
6.2.	Benötigte Speicherkapazität für den kostenoptimalen Ausbau von Speicherkapazität aus System- und betriebswirtschaftlicher Sicht für einen gemeinsamen Quartierspeicher und für die 73 Einzelhaushalte im PV-Ausbauszenario . . . . .	97
6.3.	Erreichte Autarkiegrade bei kostenoptimalem Ausbau von Speicherkapazität aus System- und betriebswirtschaftlicher Sicht für einen gemeinsamen Quartierspeicher und für die 73 Einzelhaushalte im PV-Ausbauszenario . . . . .	98
6.4.	Benötigte Speicherkapazität und PV-Leistung in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für einen gemeinsamen Quartierspeicher und für die 73 Einzelhaushalte im PV-Kostenoptimum . . . . .	99
6.5.	Benötigte Speicherkapazität und PV-Leistung für den kostenoptimalen Ausbau von Speicherkapazität und PV-Leistung aus System- und betriebswirtschaftlicher Sicht für einen gemeinsamen Quartierspeicher und für die 73 Einzelhaushalte im PV-Kostenoptimum . . . . .	101
6.6.	Erreichte Autarkiegrade bei kostenoptimalem Ausbau von Speicherkapazität und PV-Leistung aus System- und betriebswirtschaftlicher Sicht für einen gemeinsamen Quartierspeicher und für die 73 Einzelhaushalte im PV-Kostenoptimum . . . . .	102
6.7.	Vergleich der Kosten aus System- und Betreibersicht für das PV-Ausbauszenario und das PV-Kostenoptimum unter Vorgabe verschiedener Autarkiegrade und für den kostenoptimalen Ausbau von Speicherkapazität (und PV-Leistung) aus System- und betriebswirtschaftlicher Sicht	103
6.8.	Speicherkapazität und spezifische Speicherkapazität für die Varianten des Quartiers Tussenhausen . . . . .	104
6.9.	Speicherkapazität in Abhängigkeit von Netzbezugs- und Speicherinvestitionskosten für sommer-, winter-, tag- und nachtaktive Lastprofile im Vergleich zu den Standardlastprofilen . . . . .	106
6.10.	Autarkiegrad in Abhängigkeit von Netzbezugs- und Speicherinvestitionskosten für sommer-, winter-, tag- und nachtaktive Lastprofile im Vergleich zu den Standardlastprofilen . . . . .	107
6.11.	Spezifische Kosten aus Betreibersicht in Abhängigkeit von Netzbezugs- und Speicherinvestitionskosten für sommer-, winter-, tag- und nachtaktive Lastprofile im Vergleich zu den Standardlastprofilen . . . . .	107

6.12.	Amortisationsdauer in Abhängigkeit verschiedener Eingangsparameter für die Peak-Shaving-Analyse des Fertigungsbetriebs mit Lithium-Ionen-Technologie . . . . .	114
7.1.	Spezifische Systemkosten über spezifischer Speicherkapazität für die Untersuchungen auf Regions- und Quartiersebene . . . . .	119
7.2.	Spezifische Systemkosten über spezifischer Speicherkapazität für die Untersuchungen auf Regionsebene für ausgewählte Szenarien mit Erklärung . . . . .	120
7.3.	Spezifische Systemkosten über spezifischer Speicherkapazität für die Untersuchungen auf Quartiersebene für ausgewählte Szenarien mit Erklärung . . . . .	121
A.1.	Jährlicher Stromverbrauch und Ausbau von Windenergie und PV im Klimaschutzszenario 2050 in den Gemeinden des Kreises Steinfurt . . .	154
A.2.	Beispielquartier Tussenhausen . . . . .	154
A.3.	Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für verschiedene Betriebsweisen des Biogas-BHKW, Vergleich 2030, 2050 und Kostenoptimum, Masterplanregion . . . . .	163
A.4.	Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für verschiedene Betriebsweisen des Biogas-BHKW, Vergleich 2030, 2050 und Kostenoptimum, Kreis Steinfurt . . . . .	163
A.5.	Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für verschiedene Betriebsweisen des Biogas-BHKW, Vergleich 2030, 2050 und Kostenoptimum, Landkreis Osnabrück . . . . .	163
A.6.	Installierte Leistungen für Windenergie und Photovoltaik für verschiedene Autarkiegrade bei Optimierung mit konkreten Speichertechnologien	165
A.7.	Überschüsse und Importe für verschiedene Wetterjahre unter Annahme der Masterplanszenarien 2030, Masterplanregion . . . . .	169
A.8.	Überschüsse und Importe für verschiedene Wetterjahre unter Annahme der Masterplanszenarien 2050, Masterplanregion . . . . .	169
A.9.	Überschüsse und Importe für verschiedene Wetterjahre bei Kostenoptimierung aller Technologien, Masterplanregion . . . . .	169
A.10.	Benötigte Speicherkapazität (und PV-Leistung) in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für die 74 Einzelhaushalte . . . . .	177
A.11.	Benötigte Speicherkapazität (und PV-Leistung) in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für den Quartierspeicher und die Summe der 74 Einzelhaushalte . . . . .	177

A.12.	Benötigte Speicherkapazität (und PV-Leistung) für den kostenoptimalen Ausbau von Speicherkapazität (und PV-Leistung) aus System- und betriebswirtschaftlicher Sicht für die 74 Einzelhaushalte . . . . .	178
A.13.	Benötigte Speicherkapazität (und PV-Leistung) für den kostenoptimalen Ausbau von Speicherkapazität (und PV-Leistung) aus System- und betriebswirtschaftlicher Sicht für den Quartierspeicher und die Summe der 74 Einzelhaushalte . . . . .	178
A.14.	Spezifische Systemkosten über spezifischer Speicherkapazität für die Untersuchungen auf Regionsebene – vollständige Grafik . . . . .	180



# Tabellenverzeichnis

2.1.	Anzahl der Einwohner:innen in Energieregionen und Anteil an der Gesamtbevölkerung . . . . .	32
4.1.	Technische Parameter für das Batteriespeichermode ll . . . . .	54
4.2.	Ökonomische Parameter der Systemkomponenten . . . . .	55
4.3.	Brennstoffkosten und Stromimport . . . . .	56
4.4.	Ausbauziele Erneuerbarer Energien und Strombedarf aus den Masterplänen der drei Teilregionen auf Kreisebene für die Zieljahre 2030 und 2050 . . . . .	57
4.5.	Systemebenen der Basisszenarien auf Regionsebene . . . . .	58
4.6.	Systemebenen der Basisszenarien auf Quartiersebene . . . . .	60
4.7.	Anzahl Haushalte, jährlicher Stromverbrauch und installierte PV-Leistung der Quartiersebenen . . . . .	61
4.8.	Jährliche Stromverbräuche der betrachteten Unternehmen . . . . .	62
4.9.	Installierte elektrische Leistung des Biogas-BHKW . . . . .	63
4.10.	Technische Parameter der Batteriespeichertechnologien in den Sensitivitätsanalysen . . . . .	64
4.11.	Ökonomische Parameter der Batteriespeichertechnologien in den Sensitivitätsanalysen . . . . .	64
5.1.	Bilanzielle Autarkiegrade, die sich mit den Ausbauzielen der Masterpläne 2030 und 2050 ergeben . . . . .	67
5.2.	Real energetische Autarkiegrade, die sich mit den Ausbauzielen der Masterpläne 2030 und 2050 ohne Speichereinsatz ergeben, und Leistungsautarkie (für 2030) zum Vergleich . . . . .	67
5.3.	Ergebniswerte für 80 % Autarkie, Vergleich Kreis Steinfurt und Landkreis Osnabrück . . . . .	71
5.4.	Ergebniswerte für 90 % Autarkie, Vergleich Kreis Steinfurt und Landkreis Osnabrück . . . . .	72
5.5.	Ergebniswerte für 80 % Autarkie, Vergleich Vernetzung beider Landkreise mit Addition der Einzelwerte . . . . .	75

5.6.	Ergebniswerte für 90 % Autarkie, Vergleich Vernetzung beider Landkreise mit Addition der Einzelwerte . . . . .	75
5.7.	Ergebniswerte für 80 % Autarkie, Vergleich Vernetzung der Stadt und des Landkreises Osnabrück mit der Vernetzung der gesamten Masterplanregion . . . . .	77
5.8.	Ergebniswerte für 90 % Autarkie, Vergleich Vernetzung der Stadt und des Landkreises Osnabrück mit der Vernetzung der gesamten Masterplanregion . . . . .	77
6.1.	Ergebnisse der Peak-Shaving-Analyse für alle fünf Unternehmen mit Li-Ion-Technologie . . . . .	109
6.2.	Ergebnisse der Peak-Shaving-Analyse für den Fertigungsbetrieb mit verschiedenen Batteriespeichertechnologien . . . . .	110
6.3.	Ergebnisse der Peak-Shaving-Analyse für den Fertigungsbetrieb und die Spedition mit Li-Ion-Technologie und vorgegebener PV-Anlage . . . . .	111
6.4.	Eigenverbrauchsanteile der untersuchten Szenarien für den Fertigungsbetrieb und die Spedition . . . . .	113
6.5.	Real energetische Autarkiegrade der untersuchten Szenarien für den Fertigungsbetrieb und die Spedition . . . . .	113
6.6.	Ergebnisse der Peak-Shaving-Analyse für alle fünf Unternehmen mit Li-Ion-Technologie und ohne wirtschaftlichen Vor- oder Nachteil für das jeweilige Unternehmen, ohne PV-Anlage . . . . .	113
A.1.	Energierregionen – Landkreise, kreisfreie Städte und Gemeinden, die Zusammenschlüsse zu Regionenverbünden bilden I . . . . .	148
A.2.	Energierregionen – Landkreise, kreisfreie Städte und Gemeinden, die Zusammenschlüsse zu Regionenverbünden bilden II . . . . .	149
A.3.	Energierregionen – Landkreise und kreisfreie Städte . . . . .	150
A.4.	Energierregionen – Gemeinden . . . . .	151
A.5.	Energierregionen – Dörfer und Ortsteile . . . . .	152
A.6.	Gemeinden des Kreises Steinfurt mit detaillierten Werten zu installierten Leistungen und Strombedarf . . . . .	153
A.7.	Energiemengen der Erzeugungstechnologien zur Berechnung der bilanziellen Autarkie 2030 und 2050 . . . . .	155
A.8.	Überschüsse und Defizite, die sich mit den Masterplanszenarien 2030 ergeben . . . . .	155
A.9.	Maximale Überschuss-, Defizit- und Lastgangleistungen, die sich mit den Masterplanszenarien 2030 ergeben . . . . .	156
A.10.	Speicherkapazität, installierte Leistungen der Erzeugungstechnologien und spezifische Systemkosten für die Basisszenarien auf Landkreisebene . . . . .	157



A.11. Autarkiegrad und Speicherkapazität der Gemeinden des Kreises Steinfurt ohne Nutzung des Biogaspotenzials . . . . .	158
A.12. Autarkiegrad und Speicherkapazität der Gemeinden des Kreises Steinfurt mit Nutzung des Biogaspotenzials . . . . .	159
A.13. Autarkiegrad und spezifische Systemkosten der Gemeinden des Kreises Steinfurt ohne Nutzung des Biogaspotenzials . . . . .	160
A.14. Speicherkapazität, installierte Leistungen der Erzeugungstechnologien und spezifische Systemkosten der Masterplanregion. Detailergebnisse der Sensitivitätsanalyse zum Einsatz der Biogastechnologie . . . . .	161
A.15. Überschussenergie in der Masterplanregion. Detailergebnisse der Sensitivitätsanalyse zum Einsatz der Biogastechnologie . . . . .	162
A.16. Speicherkapazität, installierte Leistungen der Erzeugungstechnologien und spezifische Systemkosten für die Masterplanregion bei Kostenoptimierung. Detailergebnisse der Sensitivitätsanalyse unter Annahme verschiedener Speichertechnologien . . . . .	164
A.17. Installierte Speicherleistung und maximale In- und Outputleistungen für die Masterplanregion bei Kostenoptimierung. Detailergebnisse der Sensitivitätsanalyse unter Annahme verschiedener Speichertechnologien	164
A.18. Speicherkapazität, installierte Leistungen der Erzeugungstechnologien und spezifische Systemkosten der Masterplanregion im Masterplanszenario 2030. Detailergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Verwendung verschiedener Wetterjahre . . . . .	166
A.19. Speicherkapazität, installierte Leistungen der Erzeugungstechnologien und spezifische Systemkosten der Masterplanregion im Masterplanszenario 2050. Detailergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Verwendung verschiedener Wetterjahre . . . . .	167
A.20. Speicherkapazität, installierte Leistungen der Erzeugungstechnologien und spezifische Systemkosten der Masterplanregion bei Kostenoptimierung. Detailergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Verwendung verschiedener Wetterjahre . . . . .	168
A.21. Autarkiegrad, Speicherkapazität und installierte PV-Leistungen. Vergleich von RES und CES mit 73 Haushalten . . . . .	170
A.22. Weitere Detailergebnisse zum Vergleich von RES und CES mit 73 Haushalten . . . . .	171
A.23. Speicherkapazität (RES) in kWh. Statistische Kennwerte der 73 Haushalte . . . . .	172
A.24. Photovoltaik in kW. Statistische Kennwerte der 73 Haushalte . . . . .	172
A.25. Spezifische Systemkosten und Kosten aus Betreibersicht der Quartiersanalysen . . . . .	173

A.26. Autarkiegrad, Speicherkapazität und installierte PV-Leistung. Vergleich von RES und CES mit 74 Haushalten . . . . .	174
A.27. Weitere Detailergebnisse zum Vergleich von RES und CES mit 74 Haus- halten . . . . .	175
A.28. Speicherkapazität (RES) in kWh. Statistische Kennwerte der 74 Haushalte . . . . .	176
A.29. Photovoltaik in kW. Statistische Kennwerte der 74 Haushalte . . . . .	176
A.30. Autarkiegrad, Speicherkapazität und spezifische Systemkosten der Quar- tiersszenarien des realen Beispielquartiers Tussenhausen . . . . .	179

# Nomenklatur

## Abkürzungen

add.	addiert
AT	Österreich
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BW	Betriebswirtschaftliche Sicht
CES	Community Electricity Storage (Quartierspeicher)
CH	Schweiz
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ETG	Energietechnische Gesellschaft im VDE
HH	Haushalte
KO	Kostenoptimum
KRST	Kreis Steinfurt
Li-Ion	Lithium-Ionen-Technologie
LKOS	Landkreis Osnabrück
MP	Masterplan
NaS	Natrium-Schwefel-Technologie
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
oemof	open energy modelling framework
PV	Photovoltaik
RES	Residential Electricity Storage (Speicher im Einzelhaushalt)
SK	Systemkosten
SLP	Standardlastprofil

SYS	Systemsicht
TH	Tussenhausen
v	Version (Software)
V1	Vernetzungsszenario 1
V2	Vernetzungsszenario 2
V3	Vernetzungsszenario 3
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

## Symbole

$\eta_{el}$	Elektrischer Wirkungsgrad des Biogas-BHKW	%
$\eta_{in}$	Einspeicherwirkungsgrad	%
$\eta_{out}$	Ausspeicherwirkungsgrad	%
$\tau$	Zeitschrittweite	h
$A$	Parameter der Randbedingungen (allgemein)	
$a$	Autarkiegrad	—
$a_{Bilanz}$	Bilanzieller Autarkiegrad	—
$a_{Leistung}$	Leistungsautarkiegrad	—
$a_{Real}$	Real energetischer Autarkiegrad	—
$b$	Parameter der Randbedingungen (allgemein)	
$C$	Verhältnis von Leistung zu Kapazität	1/h
$c$	Parameter der Zielfunktion (allgemein)	
$Cap_{Storage,invest}$	Installierte Speicherkapazität	kWh
$Cap_{Storage}$	Speicherfüllstand	kWh
$Capex$	Capital expenditure (Investitionskosten)	$\frac{EUR}{kW}$
$CRF$	Capital recovery factor (Annuitätenfaktor)	—
$E_{Biogas,ch,potential}$	Jährliches Biogaspotential	kWh
$E_{Biogas,ch}$	Energie der Biogasressource	kWh
$E_{Demand}$	Stromverbrauch	kWh
$E_{Excess}$	Überschussstrom	kWh
$E_{gen,direct}$	Direkt verbrauchte Energie	kWh
$E_{gen}$	Erzeugte Energie	kWh
$E_{Import}$	Importstrom	kWh

$E_{Storage,in}$	Speicherladung	kWh
$E_{Storage,out}$	Speicherentladung	kWh
$i$	Technologieindex	–
$j$	Technologieindex	–
$n$	Investitionszeitraum	–
$Ope x_{fix}$	Fixed operational expenditure (Fixe Betriebskosten)	$\frac{EUR}{kW \cdot a}$
$Ope x_{var}$	Variable operational expenditure (Variable Betriebskosten)	$\frac{EUR}{kW h}$
$P_{inst}$	Installierte Leistung	kW
$P_{max,demand}$	Maximale Bedarfsleistung	kW
$P_{max,grid}$	Maximale Netzbezugsleistung	kW
$P_{norm}$	Normierte Leistung	kW
$P_{Storage,in,invest}$	Installierte Einspeicherleistung	kW
$P_{Storage,out,invest}$	Installierte Ausspeicherleistung	kW
$SOC_{max}$	Maximaler Ladezustand	%
$SOC_{min}$	Minimaler Ladezustand	%
$t$	Zeitschrittindex	–
$WACC$	Weighted average cost of capital (Gewichtete Kapitalkosten)	–
$x$	Optimierungsvariable/Systemvariable (allgemein)	



# 1. Einleitung und Motivation

Die Begrenzung der globalen Erwärmung auf deutlich unter 2 Grad Celcius, möglichst 1,5 Grad Celsius, gegenüber vorindustriellen Werten und die dafür erforderliche Senkung der Treibhausgasemissionen wurden im Jahr 2015 auf der UN-Klimakonferenz in Paris vereinbart. Bereits lange vor dem Paris Agreement hat die deutsche Bundesregierung beschlossen, die Emissionen von Treibhausgasen um 80 bis 95 % bis 2050 im Vergleich zu 1990 zu senken und dafür notwendige Maßnahmen formuliert. Um die Treibhausgasemissionen im Energiesektor auf ein Minimum zu begrenzen, sind Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien eine der wichtigsten Säulen.

Die fortschreitende Transformation des Energiesystems, hauptsächlich hin zu fluktuierender Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik, ist jedoch nicht nur Ergebnis nationaler Politik, sondern wird von einer beträchtlichen Zahl an regionalen Initiativen getragen. Mit ihren ambitionierten Zielen zum Ausbau Erneuerbarer Energien sind diese Regionen, oft Energieregionen genannt, ein nennenswerter Treiber der Energiewende. Die Ausbauziele auf regionaler Ebene übertreffen die der Bundesregierung weit. Die Pläne der Masterplanregionen beispielsweise, eine Initiative, die seit 2012 existiert und vom Bundesumweltministerium gefördert wird, können als eine Art Blaupause für die Umsetzung der Klimaschutzziele auf nationaler Ebene betrachtet werden. Regionale Initiativen zum Ausbau Erneuerbarer Energien setzen zudem oft den Autarkiebegriff ein und streben im Zuge der Transformation hin zu erneuerbaren Ressourcen auch weitgehende Unabhängigkeit von Energieimporten an. Der Wunsch nach dieser Unabhängigkeit steht oftmals gleichwertig neben den Zielen zum Ausbau Erneuerbarer Energien (EE).

## 1.1. Motivation

Die Autarkieziele der meisten Energieregionen basieren auf bilanziellen Berechnungen, was bedeutet, dass Energieerzeugung und -verbrauch übers Jahr akkumuliert und ins Verhältnis gesetzt werden. Regionen streben somit zwar eine vollständige

Deckung ihres Energiebedarfs durch eine dezentrale Erzeugung aus Erneuerbaren Energien innerhalb ihrer jeweiligen Region an, der volatile Charakter der Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik wird dabei jedoch nicht berücksichtigt und reale Unabhängigkeit ist nicht die Folge. Dieser Berechnungsansatz ist einerseits logisch, da eine 100%ige reale Autarkie auf regionaler Ebene nicht erstrebenswert ist, andererseits können jedoch mit bilanzieller Autarkie als Basis keine Berechnungen zu benötigten Speicherkapazitäten vorgenommen werden. Speicher werden in Energiesystemanalysen aus makroökonomischer Perspektive oft erst als letzter Baustein im System zugebaut, werden jedoch ab einem gewissen Anteil Erneuerbarer Energien benötigt und sollten deshalb gerade in Zukunftsenergiekonzepten wie den Plänen der Energieregionen nicht vernachlässigt werden.

Energieregionen unterscheiden sich stark in ihrer Systemgröße. Regionale Initiativen bewegen sich auf der Ebene einzelner Dörfer bis hin zu regionalen Energieverbünden als Zusammenschluss mehrerer Städte und Landkreise. Politische Entscheidungen sind hinsichtlich der Energiewende an regionale Grenzen, die wenig mit der Infrastruktur des Stromsystems gemein haben, gekoppelt. Mit dem Markteintritt von Photovoltaik-Speichersystemen wird seit einigen Jahren auch der Nutzen von Autarkie auf Haushaltsebene diskutiert. Daneben finden vermehrt Quartierskonzepte mit Stromspeichern Verbreitung und sind Teil aktueller politischer Debatten, insbesondere wenn es um die regulatorischen Rahmenbedingungen geht.

Es gibt viel Kritik an den Autarkiekonzepten auf regionaler Ebene hinsichtlich beider Extreme. Bilanzielle Autarkie entspricht nicht der Realität. Reale Autarkie hingegen ist aus technisch-ökonomischer Sicht unsinnig und nicht umsetzbar. Auf Quartiersebene wiederum scheint Autarkie eher akzeptiert zu sein. Dies zeigen die zahlreichen Pilotprojekte und konkreten Geschäftsmodelle, die in den letzten Jahren initiiert wurden. Zudem wird oft der Zusammenschluss mehrerer Haushalte und die daraus folgende Nutzung von Synergien als positiv hervorgehoben. Auch handelt es sich bei Quartierskonzepten üblicherweise um eine real (teil-)autarke Versorgung und nicht um bilanzielle Konzepte.

Der Ausbau der EE und die Reduzierung des Energiebedarfs sind zwei der wichtigsten Maßnahmen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen und zur Begrenzung der globalen Erwärmung. Um eine Stromversorgung vollständig aus EE sicherzustellen sind ausreichend Speichertechnologien für die unterschiedlichsten Einsatzgebiete bekannt. Zum heutigen Zeitpunkt sind jedoch weder Struktur eines 100%ig auf EE basierenden Energiesystems noch der Entwicklungspfad dorthin ausreichend erforscht. Vielmehr gibt es zahlreiche Möglichkeiten, dieses Ziel zu erreichen. Auf der Systemebene der Energieregionen und energetischen Quartiere, die eine große



Rolle beim Ausbau der EE spielen und damit einen Teil des Pfads vorgeben, sollte daher die Rolle von Speichern untersucht werden.

## 1.2. Zielsetzung und Vorgehen

Die vorliegende Arbeit bewertet die Autarkiebestrebungen von Energieregionen und energetischen Quartieren hinsichtlich Speicherbedarf und Systemkosten auf Basis von verschiedenen Systemgrößen und realen Autarkiegraden. Die Arbeit umfasst drei Hauptuntersuchungen. Zunächst wird anhand von wissenschaftlicher Literatur aufgezeigt, dass Autarkie eine Schlüsselfrage in dezentralen Versorgungskonzepten ist. Dabei wird zum einen verdeutlicht, dass die Systemebenen, in denen autarke Versorgungskonzepte eine Rolle spielen, vielfältig sind. Zum anderen wird insbesondere auf die Unterschiede in den Konzepten auf regionaler und Quartiersebene eingegangen. Im zweiten Schritt werden technisch-wirtschaftliche Analysen von Speicherbedarf und Systemkosten auf Basis von Energiesystemanalysen und linearen Optimierungsrechnungen vorgenommen. Die Untersuchung wird aufgeteilt in die regionale und die Quartiersebene.

Folgende Forschungsfragen sollen mit diesem Vorgehen beantwortet werden

- Welchem realen Autarkiegrad entsprechen die bilanziellen Autarkiekonzepte von Energieregionen und welche Speicherkapazitäten und Systemkosten ergeben sich für höhere Autarkiegrade?
- Welchen Einfluss auf den Speicherbedarf und die Systemkosten hat die Größe von (teil-)autarken Systemen auf Regions- und Quartiersebene?
- Bis zu welchem Grad können Energieregionen und energetische Quartiere ihre autarken Versorgungsziele unter Berücksichtigung von Speichern sinnvoll umsetzen?

Resultierend werden Empfehlungen abgeleitet, in welchem Ausmaß und auf welcher Systemebene Speicher in den Konzepten der Energieregionen berücksichtigt werden sollten. Die vorliegende Arbeit liefert damit aus regionaler Perspektive einen Beitrag zu der Diskussion um den zukünftigen Speicherbedarf in der Energieversorgung. Die Arbeit ist im Rahmen des Forschungsschwerpunkts „EOS – Energiespeicherlösungen in der Region Osnabrück-Steinfurt“ der Hochschule Osnabrück entstanden, gefördert durch das Niedersächsische Ministerium für Wissenschaft und Kultur (Förderkennzeichen: VWZN2890). Ziel des Gesamtprojekts war die interdisziplinäre Analyse

einer Modellregion des Programms „Masterplan 100 % Klimaschutz“, bestehend aus den vier aneinandergrenzenden Masterplanregionen Kreis Steinfurt, Landkreis Osnabrück, Stadt Osnabrück und Stadt Rheine, hinsichtlich ihrer Energiespeichermöglichkeiten.

### 1.3. Aufbau und Struktur

Im folgenden Kapitel 2 wird zunächst der aktuelle Forschungsstand zum Phänomen der Energieregion und der Bestrebungen nach Energieautarkie dargelegt. Dabei wird insbesondere auf den Aspekt der Dezentralität, auf die Begrifflichkeiten Autonomie und Autarkie und auf die verschiedenen räumlichen Ebenen einer autarken Stromversorgung eingegangen. Im zweiten Schritt wird die zweite Grundlage der vorliegenden Arbeit, der Speicherbedarf in zukünftigen Stromversorgungssystemen, näher beleuchtet. Dies umfasst zum einen die Speichertechnologien und Anwendungsfelder, zum anderen werden aktuelle Studien, die den Speicherbedarf auf nationaler Ebene untersuchen, präsentiert. Abschließend werden Studien, die einen ähnlichen Ansatz verfolgen und Energieautarkie für verschiedene Systemgrenzen technisch-ökonomisch analysieren, vorgestellt. Das Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung der gewonnenen Erkenntnisse und mit den Forschungsfragen dieser Arbeit. Kapitel 3 legt die grundlegenden methodischen Ansätze für die folgenden Untersuchungen dar. Hier sind alle verwendeten Modelle und Gleichungen zu finden. Darauf aufbauend werden mit Kapitel 4 die verwendeten Eingangsparameter konkretisiert und die Szenarien für die Analysen auf Regions- (Kapitel 5) und Quartiersebene (Kapitel 6) vorgestellt. Die Arbeit wird abgeschlossen mit einer Diskussion und Bewertung der Erkenntnisse in Kapitel 7 und den Schlussfolgerungen inkl. Ausblick in Kapitel 8.

## **2. Stand der Forschung und Forschungsfragen**

Die vorliegende Dissertation beschäftigt sich mit der Berechnung von Speicherkapazitäten im Stromsektor aus regionaler Perspektive und im Kontext der Bestrebungen und Ambitionen von Energieregionen hinsichtlich einer 100 % erneuerbar autarken Stromversorgung. Die folgende Analyse umfasst daher den Stand der Wissenschaft zum übergeordneten Themengebiet der Energieregionen und der Energieautarkie (Abschnitt 2.1) und einen Überblick zum prognostizierten Speicherbedarf in nationalen Studien, inkl. relevanter Speichertechnologien und deren Anwendungsfelder (Abschnitt 2.2). Anschließend werden verwandte Arbeiten, die Energieautarkie technisch-ökonomisch und für unterschiedliche Systemgrenzen untersuchen, vorgestellt (Abschnitt 2.3). Eine Zusammenfassung und Bewertung der Erkenntnisse und die Ableitung der Forschungsfragen für die vorliegende Arbeit schließen dieses Kapitel (Abschnitte 2.4 und 2.5).

### **2.1. Energieregionen und Energieautarkie**

Der Forschungsstand zu Energieregionen und Energieautarkie wird in den folgenden Abschnitten zunächst in den Kontext der dezentralen Energieversorgung eingebettet. Anschließend wird der Zusammenhang zwischen Autarkie und Autonomie aufgezeigt und auf das Themengebiet der autarken Stromversorgung in Haushalten und Quartieren eingegangen. Hieraus ableitend wird die Betrachtung verschiedenener räumlicher Ebenen autarker Energieversorgung in der Literatur dargestellt.

#### **2.1.1. Dezentralität und Energieregionen**

Eine Stromversorgung basierend auf Erneuerbaren Energien führt zu einer zunehmenden Dezentralisierung des Energiesystems und damit zu einer verstärkt ver-

brauchsnahen Erzeugung von Energie. Die beiden Erzeugungstechnologien Onshore-Windenergie und Photovoltaik, die nach derzeitigem Stand der Technik das Fundament einer erneuerbaren Energieversorgung bilden, sind im Vergleich zu fossilbefeuerten Großkraftwerken eher kleinskalig und weisen geringere Stromerzeugungsleistungen auf. Ihre Installation und ihr Betrieb beschränkt sich durch die damit verbundenen einfacheren Finanzierungs- und Investitionsmöglichkeiten nicht auf wenige Großakteure und Installationsorte und ermöglicht es dadurch einer Vielzahl von neuen Akteuren wie Privathaushalten, Genossenschaften und Landwirten zu Stromerzeugern zu werden. Windparks, Photovoltaik- (PV) und auch Biogasanlagen werden vermehrt von sogenannten Prosumern oder Prosumenten, die als Wortspiel von Verbrauchern (consumer) und Erzeugern (producer) verstanden werden können und Energie dort erzeugen, wo sie verbraucht wird, betrieben (vgl. Resch, Bühler, Klausen & Sumper, 2017, S. 1050–1051; Brauner, 2016, S. 30–31).

Im Jahr 2016 gehörte laut Agentur für Erneuerbare Energien (AEE, 2018) nur knapp 16 % der installierten Leistung von EE-Anlagen den Energieversorgungsunternehmen. Privatpersonen, zu denen laut dieser Studie auch Genossenschaften zählen, kommen hingegen auf einen Anteil von knapp 32 %. Zusammen mit landwirtschaftlichen und Gewerbebetrieben sind sie Eigentümer von über der Hälfte der installierten Leistung von EE-Anlagen in Deutschland, was 2016 knapp 56 GW EE-Erzeugungsleistung entsprach (vgl. AEE, 2018). Der Anschluss an die unteren Spannungsebenen verändert nach und nach auch die Struktur des Energiesystems und führt im Vergleich zum konventionellen zentralen System zu veränderten Lastflüssen (vgl. u. a. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012).

Nicht nur die einfacheren Möglichkeiten der Investition in kleinere Anlagen sind Gründe für die immer stärker dezentralisierte Stromversorgung, auch die geringe Energiedichte der Technologien Windenergie und Photovoltaik und der damit verbundene hohe Flächenbedarf im Vergleich zu fossilbefeuerten thermischen Kraftwerken wie beispielsweise von McKenna, Jäger und Fichtner (2014, S. 242) und Gailing und Röhring (2014, S. 33) ausgeführt. McKenna et al. (2014, S. 241) merken außerdem die Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz als einen wichtigen Grund an, während Gailing und Röhring (2014, S. 33) betonen, dass sich vor allem durch das allgegenwärtige Aufkommen der regenerativen Primärenergiequellen „die Möglichkeit der Dezentralisierung der Energieerzeugung ergibt“.

Der Begriff „Dezentralität“ im Bereich der Energieversorgung ist jedoch nicht eindeutig definiert und lässt viel Raum für Interpretationen (vgl. Breyer & Müller, 2013, S. 11; Canzler et al., 2016, S. 129). Eine Studie des Umweltbundesamtes versteht den Begriff „dezentrale Energieversorgung“ im Verhältnis zur existierenden Versorgungs-

struktur und definiert jede Erhöhung der Streuung von Energieerzeugungsanlagen als erhöhte Dezentralität (vgl. Lanz et al., 2011, S. 171). Das dezentrale Energiesystem muss damit immer in Bezug zu einem gegensätzlichen zentralen System gesetzt werden, um beide Systeme voneinander abzugrenzen. So kann beispielsweise die Versorgung eines Dorfs mit elektrischer Energie aus einer eigenen Photovoltaikanlage im Vergleich zur Versorgung großer Teile Deutschlands durch ein kohlebefeuertes Großkraftwerk als dezentral bezeichnet werden. Im Vergleich zu einem einzelnen Haushalt, der sich weitgehend autark durch eine Photovoltaikanlage auf dem Dach und einen Batteriespeicher im Keller versorgt, wäre die Versorgung des Dorfs ganz klar eine zentrale. Canzler et al. (2016, S. 129) sprechen die verschiedenen Dimensionen von Dezentralität an: „je nach Kontext und disziplinärer Perspektive“. Neben der rein technischen und räumlichen Perspektive können Dimensionen, die die Planung, Finanzierung und Eigentumsverhältnisse oder Betriebs- und Stromvermarktungskonzepte betreffen, angeführt werden (vgl. Canzler et al., 2016, S. 129).

Auch eine Studie der Agora Energiewende identifiziert unterschiedliche Aspekte von Dezentralität, von der Eigenversorgung über die räumliche Verteilung der Stromproduktion bis hin zur Rolle unterschiedlicher Akteure und regionaler Energiemärkte (vgl. Agora Energiewende, 2017). Die 100 prozent erneuerbar stiftung beschreibt ähnlich wie Canzler et al. (2016) drei Perspektiven, aus denen Dezentralität betrachtet werden kann: aus der räumlichen, die insbesondere die stärkere räumliche Verteilung der Erzeugungskapazitäten im Vergleich zur bisherigen Erzeugungsstruktur im Fokus hat, der technischen, die auf die Kleinskaligkeit der Erzeugungseinheiten, deren Verbrauchernähe und die damit einhergehenden sich verändernden Lastflüsse eingeht, und der sozialen Perspektive, die die „Diversifizierung der Eigentümerstruktur“ betrachtet und in Frage stellt, ob die bisherigen zentralen Marktstrukturen „kompatibel mit einer dezentral ausgerichteten Erzeugungsstruktur sind“ (100 prozent erneuerbar stiftung, 2014, S. 2–3). Beide Studien betonen jedoch auch, dass Dezentralität kein Wert an sich ist und nicht zwangsläufig zielführend sein muss (vgl. 100 prozent erneuerbar stiftung, 2014, S. 1). Vielmehr muss sie sich entlang aller aufgeführten Dimensionen, die den Begriff Dezentralität in der Energiewende charakterisieren, begründen lassen (vgl. Agora Energiewende, 2017, S. 3).

Andere Autor:innen sprechen im Zuge der Energiewende auch von einer Zentralisierung, da beispielsweise Windenergie vor allem im Norden und offshore, also dort wo das höchste Stromerzeugungspotenzial vorhanden ist, installiert wird, die Verbrauchszentren jedoch im Süden liegen. Um wirklich zentral zu agieren, werden solche Parks üblicherweise, ebenso wie konventionelle Kraftwerke, an der Hoch- oder Höchstspannungsebene angeschlossen, damit Engpässe und Verluste bei der Übertragung vermieden werden. Die 100 prozent erneuerbar stiftung bemerkt, dass die

dezentrale Erzeugung insbesondere für die (kleinskalige) Photovoltaik charakteristisch ist, die Stromerzeugung aus Windenergie jedoch eher in ländlichen Gebieten und nicht zwangsläufig nahe den hohen Verbräuchen angesiedelt ist und dadurch nicht eindeutig als dezentral bezeichnet werden kann (vgl. 100 Prozent erneuerbar stiftung, 2014, S. 2). Auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen schätzt in seinem Sondergutachten „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung“ einen großen Anteil der Stromversorgung aus EE nicht mehr als dezentral ein (vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011, S. 227).

Mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien und dessen dezentralen Aspekten hat sich in Deutschland und anderen europäischen Ländern der Begriff der Energieregion (englisch: „energy region“) etabliert. Diese Bezeichnung wird oft als Synonym für Regionen, die einen hohen Anteil Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung bis hin zu Energieautarkie als politisches Ziel fixieren, verwendet. Späth (2012, S. 1256) beschreibt Energieregionen als Regionen, die eine Selbstversorgung im Energiebereich durch Nutzung erneuerbarer Ressourcen anstreben. Abegg (2011, S. 367) spricht in einer Studie zu energieautarken Regionen in den Europäischen Alpen von der Vision der Regionen, unabhängig von fossilen Energieimporten zu werden. Ähnlich wie der nicht genau definierte Begriff „Dezentralität“, existiert jedoch auch keine einheitliche Definition für den Begriff der Energieregion<sup>1</sup>.

Keppler (2016, S. 117) erweitert den Begriff zu „Erneuerbare-Energie-Regionen“ und spricht von lokalen Experimenten, „die das fossil basierte, hoheitlich-hierarchisch strukturierte Energieversorgungssystem ‚von unten‘ herausfordern und auf die Etablierung eines regenerativ basierten, stärker dezentralen Energieversorgungssystems hinwirken“. Sie diskutiert die Chance der dezentralen Energiewende, die Energieversorgung zu demokratisieren im Sinne von finanzieller Teilhabe und der Teilhabe an Entscheidungen (vgl. Keppler, 2016, S. 119). George, Bonow, Hoppenbrock und Moser (2009, S. 17) definieren Energieregionen als ein „ökonomisches Modell der Regionalentwicklung“, das Wirtschaftskreisläufe innerhalb der Region fördern und den Export von Kapitalflüssen vermindern kann.

Laut Deuschle et al. (2015) „scheint ‚Energie-Autarkie‘ auf der kommunalen Ebene Konjunktur zu haben“ (Deuschle et al., 2015, S. 152; Deuschle et al., 2015). So gibt es mittlerweile zahlreiche Homepages kommunaler Initiativen und wissenschaftli-

---

<sup>1</sup>In der Literatur gibt es vereinzelt den Begriff der Energieregion in anderen Zusammenhängen, z. B. Energieregion Lausitz, deren Name ursprünglich aus den regionalen Braunkohlevorkommen herrührte (vgl. Keppler, 2007; Becker, Gailing & Naumann, 2012) und die seit 2017 Wirtschaftsregion Lausitz heißt (Wirtschaftsregion Lausitz GmbH, 2019). Auch Röhring (2016, S. 108) verwendet den Begriff der „alten Energieregion“ im Zusammenhang mit der fossilen Energieerzeugung.

che Studien, in denen Fallbeispiele veröffentlicht werden. Zahlreiche Praxisbeispiele existieren, so z. B. der Ort Feldheim in Deutschland, die österreichische Stadt Güssing, die französische Gemeinde Le Mené in der Bretagne oder die dänische Insel Samsø. Güssing hat bereits 1990 angefangen, ein Energiekonzept für den Ausstieg aus der fossilen Energieversorgung zu entwickeln (vgl. McKenna et al., 2014, S. 245), insbesondere aufgrund des strukturellen Wandels, dem die Stadt unterworfen war (vgl. Müller, Stämpfli, Dold & Hammer, 2011, S. 5808). Das Energiekonzept der 6.400-Einwohner-Kommune Le Mené ist aus Graswurzelbewegungen heraus entstanden (vgl. Yalçın-Riollet, Garabua-Moussaoui & Szuba, 2014). Feldheim gehört zur Stadt Treuenbrietzen in Brandenburg, hat nur 145 Einwohner:innen und die Besonderheit, dass ein großer Windpark dafür sorgt, dass das kleine Dorf sich real energieautark versorgen kann.

Feldheim verfügt mittlerweile über 55 Windkraftanlagen mit einer Leistung von 122,6 MW (vgl. Neue-Energien-Forum Feldheim [NEF], 2019c). Zusätzlich versorgt eine Biogasanlage mit 526 kW elektrischer Leistung 37 angeschlossene Haushalte, zwei kommunale Gebäude und drei Agrarbetriebe (vgl. NEF, 2019a). Das Dorf hat für seine energieautarke Versorgung ein eigenes Stromnetz gebaut, der Zugang zum zentralen Netz wird jedoch benötigt, um die Überschussmengen zu exportieren (vgl. McKenna et al., 2014, S. 244–245). 99 % des erzeugten Stroms werden nicht zur Versorgung des Dorfs benötigt und überregional verkauft (vgl. Koirala, Koliou, Friege, Hakvoort & Herder, 2016, S. 741). Zudem wird seit 2015 Primärregelleistung mit einer 10,7 MWh Lithium-Ionen-Batterie bereitgestellt (vgl. NEF, 2019b), wofür ebenfalls der Anschluss an das Übertragungsnetz benötigt wird (vgl. Koirala et al., 2016, S. 741). Auch Samsø, tatsächlich Insel, besitzt einen Anschluss ans Festland, natürlich auch um Strom aus den Offshore-Windparks an das Festland zu liefern (vgl. VisitSamsø, 2016).

Verschiedene Initiativen und Förderprogramme unterstützen Regionen in Deutschland und Europa bei der Transformation zur Energieregion. Eine der ersten Initiativen sind die vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft begleiteten Bioenergiedörfer (vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), o.D. a; Jenssen, König & Eltrop, 2014). Diese Initiative unterstützt seit 2005 hauptsächlich Dörfer bei der Umstellung ihrer Energieversorgung auf lokale Bioenergie und hat einen starken Fokus auf die Wärmebereitstellung. Ergänzend kommen jedoch auch zunehmend EE, die nicht zur Bioenergie gehören, zum Einsatz. In Bioenergiedörfern stammen Strom und Wärme zu mindestens 50 % aus regional erzeugter Biomasse. Die Initiative setzt zudem auf eine intensive Bürgerbeteiligung. Die Bioenergieanlagen befinden sich ganz oder teilweise im Eigentum der Wärmekunden oder Landwirte. Das Dorf Jühnde im südlichen Niedersachsen begann 2005 mit der

Umstellung seiner Energieversorgung und gilt als Pionier-Gemeinde der Bioenergiedörfer (vgl. McKenna et al., 2014, S. 244). Bisher gibt es 191 Dörfer, von denen 150 den Status Bioenergiedorf haben und 43 „auf dem Weg zum Bioenergiedorf“ sind (Stand August 2019) (vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), o.D. b).

Eine weitere große Initiative in Deutschland, die seit 2007 existiert, ist das Netzwerk der 100ee-Regionen, entstanden aus dem vom Bundesumweltministerium geförderten Projekt „100 % Erneuerbare-Energie-Regionen“ (vgl. Universität Kassel, 2019; deENet, 2009). Sie unterstützt derzeit über 150 Regionen in Deutschland, die ihre Energieversorgung auf lange Sicht vollständig auf Erneuerbare Energien umstellen wollen. Im Jahr 2012 fand mit dem Projekt „100% RES Communities“ zudem eine Erweiterung auf Europäischer Ebene statt (vgl. 100% RES Communities, 2013). Mit Ablauf der Projektförderung wurde die Initiative der 100ee-Regionen als selbsttragendes Netzwerk weitergeführt. Derzeit findet eine Fortführung im Projekt „Region N“ statt (vgl. Universität Kassel, 2019; AEE, 2019).

Das Programm Masterplan 100 Prozent Klimaschutz wurde 2011 von der Nationalen Klimaschutzinitiative des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit initiiert (vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit [BMU], 2019). Im Fokus steht hier die Senkung der Emission von Treibhausgasen um 95 % und die Halbierung des Endenergiebedarfs bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 1990. Deutschlandweit wurden in der ersten Runde des Programms 19 Regionen gefördert, einen entsprechenden Masterplan zur Umsetzung dieser Reduktionsziele zu erarbeiten. In der zweiten Förderrunde ab 2016 kamen noch einmal 22 Regionen dazu. Das Masterplanprogramm umfasst zwei Phasen. Zur ersten Phase der Förderung gehört die Erstellung eines Masterplans, der aufzeigt, wie klimaschädliche Treibhausgase und der Endenergiebedarf in der jeweiligen Region entsprechend der Vorgaben gesenkt werden sollen. Die zweite Phase umfasst die Umsetzung erster in den Masterplänen aufgezeigten Maßnahmen (vgl. BMU, 2019; Projektträger Jülich, 2019).

Die Senkung der Treibhausgasemissionen im Masterplan-Programm umfasst die Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe im Bereich der Energieversorgung. Zusätzlich werden nichtenergetische Treibhausgasemissionen in Bereichen wie Industrie und Landwirtschaft berücksichtigt. Ergänzendes Ziel in einigen Regionen ist die energieautarke Versorgung, wie beispielsweise im Rhein-Sieg-Kreis im Süden Nordrhein-Westfalens (vgl. Rhein-Sieg-Kreis, 2017) und im Kreis Steinfurt, der Teil der Untersuchungsregion der vorliegenden Dissertation ist (vgl. Kreis Steinfurt, 2013).



In Österreich und der Schweiz gibt es ähnliche Initiativen wie beispielsweise die „Regionen mit dem Ziel Energieautarkie“ (AT), die Initiative „klima:aktiv“ (AT) und die „Energiregionen“ (CH) (vgl. McKenna et al., 2014, S. 245–246). Auf europäischer Ebene gibt es darüber hinaus neben den 100 % RES Communities den Covenant of Mayors, der einen Zusammenschluss aus mittlerweile fast 10.000 Städten und Kommunen bildet, die sich zu einer beschleunigten Dekarbonisierung ihrer Region im Vergleich zu den EU-Zielen verpflichtet haben (vgl. Covenant of Mayors for Climate & Energy, o.D.). Viele Regionen erfüllen zudem die Kriterien mehrerer Initiativen und sind somit beispielsweise gleichzeitig Bionergiedorf, 100ee- oder Masterplanregion.

Moser, Kucharczak und Hoppenbrock (2009) nennen zwei verschiedene Voraussetzungen, die dazu geführt haben, dass sich Energiregionen in der Vergangenheit etablieren konnten, den top-down-Ansatz, der Anreize vor allem durch finanzielle Förderung durch beispielsweise Ministerien setzt, und den bottom-up-Ansatz, bei dem durch Bürgergenossenschaften o. ä. Energiregionen „automatisch“ entstanden sind, wie beispielsweise durch die Graswurzelbewegungen in Le Mené geschehen (vgl. Yalçın-Riollet et al., 2014). Auch McKenna, Herbes und Fichtner (2015, S. 239) sprechen davon, dass zum einen Bürgerenergieprojekte und dezentrale Energieversorgungsprojekte zum „Entstehen von Energieautarkie“ geführt haben, Energieautarkie andererseits aber auch konkretes Ziel beim Initiieren solcher Projekte sein kann. Es gibt eine „Tendenz hin zu einer autonomen bzw. autarkeren Energieversorgung durch dezentrale Anlagen, ohne dass sie unbedingt angestrebt oder gewünscht ist“ (McKenna et al., 2014, S. 242).

### 2.1.2. Autonomie und Autarkie

Der Wunsch nach Unabhängigkeit von Energieimporten ist ein Hauptgrund für die weite Verbreitung von Energiregionen. Mit Unabhängigkeit wird neben dem messbaren autarken Versorgungsgrad im Energiesektor oft auch Autonomie gemeint. Müller et al. (2011, S. 5802) unterscheiden beispielsweise zwischen den Begriffen „Autarkie“ und „Autonomie“ und beschreiben Autarkie als das Verlassen auf interne Ressourcen, wohingegen Autonomie als Unabhängigkeit im Sinne von Selbstverwaltung und Freiheit von äußerer Kontrolle oder Einfluss abgegrenzt wird. Deuschle et al. (2015) bemerken, dass in der Literatur oftmals nicht stringent zwischen Autonomie und Autarkie unterschieden wird und Begriffsabgrenzungen oft vage sind (vgl. Deuschle et al., 2015, S. 152; Deuschle et al., 2015). Manche Autor:innen würden einen Sachverhalt als „autonom“ bezeichnen, für den andere Autor:innen wiederum

den Begriff „autark“ verwenden. Rae und Bradley (2012, S. 6498) beispielsweise machen diese Unterscheidung nicht, sondern sprechen auch von lokaler Energieautonomie als „the ability of a community to function (and even prosper) without the need for energy imports“.

Deuschle et al. (2015, S. 152) gehen in ihrer Analyse zu den Begriffen „Energie-Autarkie“ und „Energie-Autonomie“ darauf ein, dass bei der Verwendung dieser Begriffe in der Praxis oder im Alltag eher „Symbolik, Assoziation, Emotion und Motivation im Vordergrund“ stehen anstelle von „Präzision, Objektivität und Messbarkeit“, die wiederum in der Wissenschaft angestrebt werden (Deuschle et al., 2015, S. 152; Deuschle et al., 2015). Energieregionen streben zwar die Deckung des gesamten Energiebedarfs ihrer Region durch lokale Produktion an, der Begriff der Energieautarkie wird von Regionen jedoch oft auch genutzt, um regionale Aktivitäten bezüglich der Energiewende zu beschreiben und sich von anderen Regionen abzugrenzen (vgl. Abegg, 2011, S. 367). Der Wunsch nach Energieautarkie ist „selten durch technische bzw. geographische Notwendigkeiten (z. B. Inselbetrieb)“ bedingt (McKenna et al., 2014, S. 242). Lt. Abegg (2011, S. 370) geht es um einen umfassenden strukturellen Wandel: „conversion of an entire region to sustainability“. Er bezeichnet Energieautarkie als regionale „Unabhängigkeitserklärung“ („regional declaration of independence“) und als vielversprechende Strategie, mit dem Klimawandel und der Energiekrise umzugehen und gleichzeitig Vorteile für die regionale Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt daraus zu ziehen (vgl. Abegg, 2011, S. 367). Müller et al. (2011, S. 5801) verstehen Energieautarkie als einen Rahmen für lokale Aktivitäten „towards the development of a region’s viability, based on the transformation of the energy subsystem“. Andere Begriffe, die insbesondere den visionären Charakter von Energieautarkie repräsentieren, sind auch üblich. „Energy revolution“ wird beispielsweise in den Alpen genutzt oder „Energievision“ für den österreichischen Bezirk Murau (vgl. Abegg, 2011, S. 367).

Neben den diversen Hintergründen, die zur Entstehung von Energieregionen und zum Wunsch nach Energieautarkie geführt haben, können zwei Motivationen für diese Entwicklung besonders hervorgehoben werden. Regionale Wertschöpfung und Akzeptanz sind die beiden zentralen Gründe, aus denen sich die Regionen mit ihrer Idee von Energieautarkie Vorteile erhoffen. Die Akteurslandschaft, die sich mit der zunehmenden Installation dezentraler Energieerzeugungsanlagen verändert und erweitert, führt über veränderte Finanzierungs- und Eigentumsverhältnisse hin zu autonomeren Strukturen. Es wird angenommen, dass sich durch dezentrale Erzeugung von Energie die regionale Wertschöpfung in der Region erhöht bzw. alte Wertschöpfungswege der konventionellen Struktur ersetzt werden, beispielsweise durch die Ansiedlung von Betrieben und die Schaffung von Arbeitsplätzen, die wiederum zu

erhöhten Steuereinnahmen in der Region führen (vgl. u. a. Kosfeld & Gückelhorn, 2012; Hoppenbrock & Albrecht, 2010). In der Definition von Autonomie im Sinne von finanzieller Unabhängigkeit ist dieser Aspekt verankert. Kapitalflüsse über die Grenzen der Region sollen verhindert werden und das Geld in der Region bleiben.

Abegg (2011, S. 369) spricht aber auch die Probleme mit dieser Annahme an, da oftmals in Wirklichkeit weniger Wertschöpfung in der Region als angenommen entsteht, weil z. B. Berechnungsmodelle oft vereinfacht sind oder die Produktion von EE-Anlagen innerhalb von Regionen eine große Herausforderung darstellt. Auch Gailing und Röhring (2014, S. 40) stellen die regionale Wertschöpfung in Frage. Die Installation von EE-Anlagen ist oft anreizgetrieben und wird vielfach auch von regionsexternen Investor:innen durchgeführt. Kosfeld und Gückelhorn (2012, S. 446) schätzen, dass die regionale Wertschöpfung bei externer Finanzierung, Errichtung und Betrieb einer Windkraftanlage nur bei einem Drittel des Wertes liegt, „der bei 100 % regionalem Kapitaleinsatz möglich wäre.“ Röhring (2016, S. 104) schlussfolgert daher, dass zwischen reinen „Installationsräume[n]“ durch die Bereitstellung von Flächen und „Gestaltungsräumen“, die Teilhabe ermöglichen, unterschieden werden muss.

Daraus lässt sich schlussfolgern, dass neben der Erhöhung der regionalen Wertschöpfung die Akzeptanz durch Autonomie, und damit durch Selbstbestimmung und finanzielle Beteiligung, ein weiterer wichtiger Beweggrund für das Vorantreiben von energieautarken Versorgungskonzepten ist. Akzeptanz bei der Bevölkerung ist notwendig für den Ausbau von EE. Die Grundstücks- und Dachflächen der Bürger und ihr Kapital werden für die Energiewende benötigt. Zudem behindern Proteste aus der Bevölkerung, z. B. gegen Windenergieanlagen externer Investor:innen, den Fortschritt der Energiewende. Die Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung steht in direktem Zusammenhang mit der regionalen Wertschöpfung. Die Änderung der Finanzierungs- und Eigentumsverhältnisse, die sich oft aus autarken Versorgungskonzepten ergibt, ist eine Motivation zu investieren. Auch die Schaffung von Arbeitsplätzen oder finanziell gut gestellte Kommunen sind Basis für eine Akzeptanz der Energiewende. Darüber hinaus spielen jedoch auch weitere Gründe nicht monetärer Natur eine große Rolle, wie beispielsweise aktive Teilhabe und Mitsprache in der Gestaltung der regionalen Entwicklung. Auf Haushaltsebene, auf die näher im folgenden Abschnitt 2.1.3 eingegangen wird, wird mit der persönlichen Identifizierung mit der Energiewende und deren Technologien dieser Aspekt von Akzeptanz besonders deutlich.

McKenna et al. (2014, S. 241) kritisieren allerdings auch, dass selten Nachteile von Energieautarkie thematisiert werden. Das spiegelt sich z. B. auch in dem konzeptio-

nellen Rahmen, der von Müller et al. (2011) für Energieautarkie entwickelt wurde, wider. Die Autor:innen nennen keine Argumente für den Austausch zwischen den Regionen und erwähnen dies auch als Limitation ihrer Studie (vgl. Müller et al., 2011, S. 5801). McKenna et al. (2015, S. 241–243) nennen vier Nachteile von Energieautarkie, die insbesondere technisch-ökonomischer Natur sind: verminderte Versorgungssicherheit, Glättungseffekte und Größendegression sowie höhere Preise bei Netzengpässen. Canzler et al. (2016, S. 153) führen Argumente für und gegen eine stärkere Dezentralisierung aus unterschiedlichen disziplinären Perspektiven an. Zu den nachteiligen Aspekten aus technisch-ökonomischer Sicht gehören die erhöhten Systemkosten aufgrund eines größeren Flexibilitätsbedarfs und aufgrund der Bereitstellung redundanter Infrastrukturen.

Mit den oft „merkliche[n] Differenzen im Begriffsverständnis“ von Autarkie und Autonomie (Deutschle et al., 2015, S. 152; Deutschle et al., 2015), gehen auch unterschiedliche Definitionen für Energieautarkie einher. Die Verwendung des Begriffs Autarkie geht oft über die eigentliche Bedeutung hinaus und betrachtet neben dem Ausbau EE auch Energieeinsparung und Energieeffizienz, auch weil Energieautarkie nicht ohne diese beiden Aspekte möglich wäre (vgl. Abegg, 2011, S. 368). In Energiekonzepten, nicht nur in denen von Energieregionen, ist es jedoch mittlerweile Common Sense, dass an erster Stelle die Vermeidung von Energiebedarf stehen sollte. Im Folgenden wird daher nur noch auf den Begriff der Autarkie als Selbstversorgung im rein technischen Sinne eingegangen und aufgezeigt, dass es auch hier unterschiedliche Definitionen und Konzepte gibt.

Autarkie lässt sich prinzipiell unterscheiden in bilanzielle und reale Autarkie. Die bilanzielle Autarkie wird als „numbers game“ bezeichnet, da, um diese zu erreichen, Energiebedarf und -erzeugung auf verschiedene Arten ausgeglichen werden (vgl. Abegg, 2011, S. 367–368). Die naheliegendste Ausgleichsmöglichkeit ist der zeitliche Ausgleich. Mit Autarkie von Kommunen ist in den meisten Fällen gemeint, dass die Region mindestens soviel erzeugte Energie bereitstellt wie sie verbraucht, ohne dabei die jeweiligen Zeitpunkte der Erzeugung oder des Verbrauchs zu berücksichtigen. Hierfür wird oft ein Bilanzierungszeitraum von einem Jahr verwendet. Real gesehen erfolgt jedoch ständig ein Im- und Export von Energie innerhalb des Verbundnetzes, in das die Region eingegliedert ist. Die nicht direkt verbrauchte Überschussenergie wird demnach in der Bilanzierung berücksichtigt, obwohl die Energie in umliegende Regionen exportiert oder gar nicht erzeugt wurde, da die Anlagen abgeregelt wurden. Im Gegensatz zur bilanziellen Autarkie ist bei der realen Autarkie kein „offsetting“ möglich (Abegg, 2011, S. 368). Abegg (2011, S. 368) verwendet den Begriff „absolute energy self-sufficiency“, Deutschle et al. (2015) unterscheiden zwischen bilanzieller und lastgerechter Energie-Autarkie (vgl. Deutschle

et al., 2015; Deuschle et al., 2015). Auch rechnerische und echte Autarkie sind Begriffe, die sich als Synonyme verwenden lassen. In den Bioenergiedörfern, die ihren Fokus gleichrangig auf Strom- und Wärmebedarfsdeckung legen und deren Energieerzeugung vorrangig auf Bioenergie basiert, deckt sich die bilanziell erzeugte Energie zumindest im Bereich der Wärmebedarfsdeckung mit der real verbrauchten, da die benötigten Nahwärmenetze lokale Netze sind und in der Regel nicht über die Regionsgrenzen hinausgehen.

Abegg (2011, S. 367–368) thematisiert Probleme, die mit der Definition von bilanzieller Autarkie einhergehen. Oftmals wird nur partielle Autarkie angestrebt oder ganze Sektoren werden ausgeschlossen. Der Energieverbrauch des Mobilitätssektors wird z. B. selten in Autarkieberechnungen berücksichtigt (vgl. Deuschle et al., 2015, S. 160; Deuschle et al., 2015). Oft wird auch zwischen den Sektoren ausgeglichen, beispielsweise durch das Kompensieren von hohen Verbräuchen und das gleichzeitig geringe Potenzial einer nichtfossilen Versorgung im Verkehrssektor durch hohe Überschüsse im Stromsektor (vgl. Abegg, 2011, S. 368). Moser et al. (2009) sprechen in diesem Zusammenhang auch die Systemgrenzen an, die für den Mobilitätssektor schwer anzunehmen sind, da dieser auch grenzüberschreitend stattfindet, für die Autarkieberechnung jedoch von essentieller Bedeutung sind.

Um mit dieser Komplexität umzugehen, schlagen McKenna et al. (2014, S. 242–243) und McKenna et al. (2015, S. 237–238) Definitionen für drei unterschiedliche Autarkieansätze vor: die tendenzielle Autarkie, die weiche oder bilanzielle Autarkie und die harte oder komplette Autarkie, wobei in die erste Kategorie alle Regionen fallen, die verstärkt EE ausbauen und deren Autarkie sich automatisch ergibt, und die letzte Kategorie technisch unmöglich erscheint bzw. wirtschaftlich unsinnig ist. Deuschle et al. (2015) verwenden den Begriff der „Teilautarkie“, der beschreibt, dass ein Teil des Bedarfs weiterhin von außen versorgt wird, stellen aber gleichzeitig die Sinnhaftigkeit eines solchen Begriffs in Frage (vgl. Deuschle et al., 2015, S. 154; Deuschle et al., 2015). Müller et al. (2011) sprechen außerdem die Problematik an, dass Energieautarkie auch durch die Ausbeutung fossiler Ressourcen innerhalb der jeweiligen Region erreicht werden kann, dass das aber nicht mit dem Konzept gemeint ist. Der Wunsch nach Unabhängigkeit von Importen ist also eher als der Wunsch nach Unabhängigkeit von fossilen Ressourcen zu verstehen. Damit ergibt sich auch eine Ähnlichkeit von Autarkiegrad zum Anteil EE und ist in vielen Fällen sogar gleichzusetzen. Das vorrangige Ziel von Energieregionen ist es, die Energiewende voranzutreiben und ihre Energieversorgung vollständig auf EE umzustellen.

### 2.1.3. Autarke Stromversorgung in Haushalten und Quartieren

Nicht nur Regionen streben zunehmend nach autarker Energieversorgung, auch auf einer noch dezentralisierteren Ebene ist der Wunsch nach Selbstversorgung präsent. Das Interesse einzelner Haushalte, sich unabhängiger zu machen, ist in den letzten Jahren stark angestiegen. Dies zeigt sich insbesondere durch die zunehmende Installation von PV-Speicher-Systemen. Möglich ist, dass sich dieser Wunsch nach Unabhängigkeit bei Haushalten nicht nur auf fossile Ressourcen, sondern auch auf den Energieversorger bezieht. Gailing und Röhring (2014, S. 39) erwähnen beispielsweise die Unabhängigkeit von „zentralen Entscheidungsträgern und Energieversorgungsunternehmen“ neben den „externen Rohstoffquellen“ im Zusammenhang mit Autarkie und Autonomie. Die Installation von PV-Dachanlagen hatte ihren großen Durchbruch mit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 und ist seither stetig angestiegen. Ende 2018 waren in Deutschland über 1,6 Mio PV-Anlagen mit einer Nennleistung von insgesamt 45,9 GW installiert (vgl. Wirth, 2019, S. 6). Davon speisen 98 % (bezogen auf die Anzahl der Anlagen) in das Niederspannungsnetz mit 230 V Nennspannung ein (Stand 2015) (vgl. Kairies et al., 2015, S. 10). Allerdings ist der jährliche Zubau mittlerweile seit 2013 deutlich reduziert (Quaschnig, 2019).

Vermehrt werden auch Batteriespeicher installiert, um den Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom zu erhöhen. Laut Bundesverband Solarwirtschaft gibt es in Deutschland bereits mehr als 100.000 PV-Speicher-Systeme. Mittlerweile werden mehr als die Hälfte aller neuen PV-Anlagen mit einem Batteriespeicher installiert (vgl. pv magazine, 2018). Die ansteigende Installation von zusätzlichen Batteriespeichern hat zum einen ökonomische Gründe, da sich mit der immer geringer werdenden Einspeisevergütung und den gestiegenen und voraussichtlich weiter steigenden Strompreisen eine stärkere eigene Nutzung des selbst erzeugten Stroms rentieren könnte. Zum anderen darf neben dem diffusen Wunsch nach Autarkie und der gefühlten Unabhängigkeit die Affinität zu neuer Technik, das „Haben-Wollen“ und die gewünschte Pionierrolle einiger Akteure auf Haushaltsebene nicht unterschätzt werden. Das ist insbesondere dadurch erkennbar, dass PV-Speicher-Systeme noch nicht lange und auch nicht in allen Fällen zum Strombezug aus dem Netz konkurrenzfähig sind. Zudem ist Kostengleichheit mit dem Netzbezug nicht unbedingt mit dem ökonomischen Optimum gleichzusetzen. PV-Systeme ohne Batteriespeicher sind durch die Einspeisevergütung noch immer rentabler.

Das Autarkiethema auf Haushaltsebene betrifft eine viel kleinere Systemebene als die regionale. Die Autarkieberechnungen jedoch erfolgen immer auf Basis realer Aut-

arkiegrade, auch wenn ein Haushalt üblicherweise nicht anstrebt, zu 100 % autark zu sein. Bilanzielle Berechnungen sind jedoch auf Haushaltsebene unsinnig, da eine direkte Versorgungsaufgabe technisch, durch die Installation entsprechender Technologien, sowie ökonomisch, durch entsprechende Kosten und Vergütungen, gelöst wird. Strom, der in Defizitzeiten zur Versorgung des Haushalts benötigt wird, wird direkt aus dem Netz bezogen, Überschüsse aus der PV-Anlage werden direkt ins Netz gespeist. Weniger, Bergner, Tjaden und Quaschnig (2015) untersuchen Variationen von PV- und Batteriedimensionen zur Bestimmung von ökonomischen Systemkonfigurationen. Dabei bilden sie den Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsrate für Haushalte, abhängig von der Größe der PV-Anlage und Batterie ab und stellen dar, dass die Kennfelder für Autarkie- und Eigenversorgungsgrad gegenläufig sind.

Zudem wird, auch wenn die Gründe für den Wunsch nach Autarkie diffus sind und in den meisten Fällen keine vollständige Autarkie angestrebt wird, die Installation von PV-Batteriespeichersystemen auch auf Haushaltsebene als wichtig für die Akzeptanz und die Identifizierung mit der Energiewende angesehen. Die Vielfältigkeit der Akteure und die Möglichkeit, nicht nur Energieverbraucher, sondern auch -erzeuger (und damit Prosumer) zu sein, vergrößert die Möglichkeiten zur Teilhabe an der Energiewende. Damit einher geht allerdings auch eine große Diskussion um Gerechtigkeit, da die finanziellen Teilhabemöglichkeiten nicht allen Teilen der Bevölkerung offen stehen. Auf der Konferenz „(De-)zentrale Energiewende – Wirklichkeiten, Widersprüche und Visionen“ wurden die Chancen und Gefahren der Beteiligung von privaten Haushalten an der Energiewende diskutiert, beispielsweise unter dem Punkt „Soziale Spaltung durch (De-)zentralisierung?“. Eine Schlussfolgerung war jedoch auch, dass Einigkeit darüber bestand, „dass die Bereitschaft [...], in eigene Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien zu investieren, sowohl im volkswirtschaftlichen Interesse liegt als auch aus Gründen der Akzeptanzsicherung für die Energiewende eher unterstützt statt ausgebremst werden sollte“ (Schill, Canzler, Gailing, Quitzow & Uhrlandt, 2016, S. 22).

Damit rücken zunehmend Quartiere in den Fokus der Stromversorgung und Speicherinstallation. Im Bereich der Wärmeversorgung hat sich die Quartiersebene schon lange als geeignete Aggregationsebene etabliert. Die Wärmeversorgung ist deutlich dezentralisierter als die Stromversorgung aufgebaut und nicht überregional vernetzt. Den größten Grad an Zentralisierung haben die Fernwärmenetze, die ganze Städte oder Stadtviertel versorgen. Mit dem Aufkommen von Kraft-Wärme-Kopplung durch Biogas haben sich Nahwärmenetze mit kleinerem Einzugsbereich etabliert. Die Ebene der Nahwärmenetze, die mit der Quartiersebene vergleichbar ist, hat sich daraufhin auch als Handlungsebene für weitere energetische Maßnahmen als geeignet erwiesen. Riechel (2016) ordnet das Quartier im Bereich der Wärmewende grob

zwischen Gebäude und Gesamtstadt als räumliche Ebene ein, das jedoch kleiner als ein Stadtteil ist. Auch weist er auf die „begriffliche Nähe zur ‚Nachbarschaft‘“ hin (Riechel, 2016, S. 91).

Im Stromsektor ist das Quartier als Handlungsebene noch ein relativ neues Konzept und hat vor allem einen Bezug zur Installation von Stromspeichern. In den letzten Jahren hat sich der Begriff Quartierspeicher (englisch: „Community Electricity Storage“ (CES)) herauskristallisiert. Es gibt mittlerweile einige Versuche, auch diesen Begriff zu definieren. Parra, Norman, Walker und Gillott (2016, S. 131) definieren CES als Energiespeichersystem auf Verbraucherebene mit verschiedenen Einsatzzwecken zum einen und positiven Auswirkungen auf Verbraucher und Verteilnetzbetreiber zum anderen. Quartierspeicher nach US-amerikanischen Konzepten sind verbrauchernah und netzgekoppelt (Energy Storage Association, 2013). Mit ihnen sollen der lokale EE-Anteil am Verbrauch erhöht werden und gleichzeitig netzbetriebstechnische Dienstleistungen bereitgestellt werden.

Auf dem ersten „international Community Electricity Storage Workshop“, der Anfang 2016 in Berlin stattfand, wurde der Versuch gestartet, eine international gültige Definition für den Begriff Quartierspeicher zu erarbeiten. Die Definition enthält die folgenden Kernpunkte, die als Voraussetzung für die Bezeichnung „Quartierspeicher“ gesehen werden: die Beschränkung auf Speicherung von elektrischer Energie (in Anlehnung an den englischen Begriff CES) und der Einsatz zum Ausgleich von elektrischer Energie in einem Zusammenschluss von Erzeugern, Verbrauchern und Prosumern, die alle mit demselben Verteilnetz verbunden sind. Zusätzlich obligatorisch ist die Anwendung von wenigstens einer der folgenden Betriebsstrategien: betriebswirtschaftliche Eigenverbrauchsmaximierung, volkswirtschaftliche Eigenverbrauchsmaximierung oder Gewinnsteigerung der Akteure am Elektrizitätsmarkt. Optional ist ein netzdienlicher Speichereinsatz und damit eine Erhöhung der Aufnahmefähigkeit dezentraler Erneuerbarer Energien (vgl. Gaudchau, Resch & Zeh, 2016).

Griese, Wawer und Böcher (2016) unterscheiden in der Stromversorgung zwischen Mikro-, Meso- und Makroebene und diskutieren Geschäftsmodelle für Stromspeicher unter dem Aspekt der Suffizienz. Die Autoren arbeiten Unterschiede und insbesondere Vorteile von Stromspeichern auf der Mesoebene (Quartierspeicher) ggü. der Mikroebene heraus. So kann beispielsweise auf der Mesoebene „die gleiche Speicherkapazität [...] mit einem geringeren Materialeinsatz erzielt werden“, da Skalierungseffekte bei der Steuerungstechnik, dem Ummantelungsmaterial und der Installationszeit zu erwarten sind (Griese et al., 2016, S. 68). Zudem können auch Haushalte, die über keine PV-Anlage verfügen, am Geschäftsmodell eines Quartierspeichers teilnehmen (vgl. Griese et al., 2016, S. 68), was der vieldiskutierten sozialen Spaltung



durch die Energiewende entgegenstehen könnte. Auf der Mesoebene würden darüber hinaus Ziele gemeinschaftlich im Kollektiv gesetzt werden, während auf der individuellen Mikroebene einzelne Stakeholder individuelle Handlungsstrategien verfolgen (vgl. Griesse et al., 2016, S. 64).

#### **2.1.4. Autarke Stromversorgung auf verschiedenen räumlichen Ebenen**

Durch die verschiedenen Akteure der Energiewende haben sich auch unterschiedliche räumliche Größenordnungen zum Ausbau Erneuerbarer Energien und damit auch zu Bestrebungen nach (Teil-)autarkie herausgebildet. Quartiere sind ganz konkrete Energieversorgungssysteme. Ein Zusammenschluss von vielen Haushalten zum Quartier kann aufgrund von Glättungs- und Skaleneffekten als positiv hervorgehoben werden. Regionen hingegen liegen oft politisch-administrative Grenzen zugrunde. Ihre Größe und damit das zu versorgende Gebiet kann damit ganz unterschiedlich ausfallen. Der folgende Abschnitt stellt Studien vor, in denen verschiedene Systemebenen von (teil-)autarker Energieversorgung aufgezeigt und die räumlichen Ebenen der Energiewende diskutiert werden.

Ecker, Hahnel und Spada (2017) untersuchen in zwei Studien die Bereitschaft, für Autarkie zu zahlen und weitere Aspekte wie wahrgenommene Autarkie (hier stellvertretend für Autonomie und Unabhängigkeit), wahrgenommene Realisierbarkeit und wahrgenommene Attraktivität oder Erwünschtheit der einzelnen Szenarien. Hierfür wird zwischen drei unterschiedlichen Reichweiten, in denen eine autarke Versorgung möglich ist (household, neighborhood, small town), unterschieden und ein fester Autarkiegrad, der die Strom- und Wärmeversorgung umfasst, von 80 % vorgegeben. Im Vordergrund steht die Diskussion psychologischer Faktoren von Autarkie wie Unabhängigkeit, Versorgungssicherheit und Kontrolle über die eigene Energieversorgung. Generell wird aufgezeigt, dass Personen bereit sind, mehr für eine höhere Autarkie zu zahlen. Diese Bereitschaft ist im Szenario „household“ am größten und reicht von ca. 9,8 bis 12,4 EUR<sub>ct</sub>/kWh (vgl. Ecker et al., 2017, S. 9–10). Interessant ist, dass für die Szenarien „neighborhood“ und „small town“ die Kommunikations- und Entscheidungsprozesse aufgrund der steigenden Anzahl involvierter Personen als schwieriger als im eigenen Haushalt eingeschätzt werden, die potenzielle autarke Versorgung einer Kleinstadt jedoch am attraktivsten wahrgenommen wird. Die Autoren nehmen an, dass es für die erwünschte CO<sub>2</sub>-Reduktion und Unabhängigkeit von fossilen Ressourcen am vorteilhaftesten beurteilt wird, wenn mehr Häuser

und Menschen am Transformations- und Dekarbonisierungsprozess teilnehmen (vgl. Ecker et al., 2017, S. 10).

Für Riechel (2016) ist das Quartier ein neuer Handlungsraum. Ähnlich wie Griesse et al. (2016) arbeitet er Vor- und Nachteile des Quartiers ggü. anderen Handlungsebenen (Gebäudeebene, gesamtstädtische Ebene) heraus. Auch Röhring (2016) spricht von neuen dezentralen Handlungsräumen der Energiewende, bezieht sich hierbei aber vorrangig auf die regionale Ebene. Teilweise weisen dezentrale Handlungsräume eine räumliche Deckung mit politisch-administrativen Räumen wie Landkreisen, Planungsregionen oder interkommunalen Kooperationsräumen auf, es bilden sich aber auch neue Raumkonstrukte heraus (vgl. Röhring, 2016, S. 108). Diese neuen Handlungsräume liegen üblicherweise zwischen kommunaler und Landesebene (vgl. Röhring, 2016, S. 105).

Verschiedene Systemgrenzen führen zu Bilanzierungsräumen auf unterschiedlichen Ebenen und damit auch zu unterschiedlichen Handlungsebenen für die Installation und den Betrieb von Speichern. Viele der angeführten Autor:innen sprechen von verschiedenen Größenordnungen von Energieautarkie und genau zu definierenden Systemgrenzen. So ist die Rede von „farms, towns and counties“ und „entire countries“ (vgl. Abegg, 2011, S. 368) oder Lebewesen, Gebäuden, Stadt und Land (vgl. Deutschle et al., 2015, S. 154; Deutschle et al., 2015). Auch Müller et al. (2011, S. 5801) erwähnen den „subregional level“ am Beispiel der energieautarken Farm und Rae und Bradley (2012, S. 6499–6500) betonen die Wichtigkeit, den Grad und das räumliche Ausmaß für Autarkiebetrachtungen festzulegen.

Urbanen Regionen kommt dabei eine besondere Bedeutung zu. Die Unabhängigkeit, die viele Energieregionen durch den Ausbau EE anstreben, ist für Städte schwer umzusetzen. Day und Hall (2016) bezeichnen urbane Autarkie als einen Mythos. Städte hängen von „large areas of productive ecosystems and waste sinks“ ab, um die Versorgung ihrer urbanen Systeme mit Rohstoffen und Energie aufrecht zu erhalten (Day & Hall, 2016, S. 33). In Zukunft wird sich diese Abhängigkeit aufgrund von hohen Flächenanforderungen für die Installation von EE noch verstärken (vgl. u. a. Dosch & Porsche, 2011). Zusätzlich ist der Energiebedarf von Städten im Vergleich zu ländlichen Regionen hoch, sodass sie damit vor einer besonderen Herausforderung stehen. Bisher konnte ein großer Teil der Stromversorgung durch fossile Kraftwerke im Stadtgebiet gedeckt werden, da hier keine große Einschränkung durch das Flächenangebot besteht, wobei auch hier die Abhängigkeit durch den Import von Rohstoffen nicht vergessen werden darf.

Ländliche Regionen haben vergleichsweise viel Land im Vergleich zu ihrem Energiebedarf. Sie sind in der Lage, mehr EE als sie für ihre Versorgung benötigen zu installieren. Deswegen werden sie interessant in Bezug auf die Versorgung ihrer benachbarten Städte mit Energie. Müller et al. (2011, S. 5802) und Moser et al. (2009, S. 75) sprechen im Zusammenhang mit regionaler Energieautarkie von „open systems“, die nicht nach regionaler Isolation streben sollten. Keppler (2016) betont, dass die interregionale Zusammenarbeit insbesondere bei den „informellen“ Erneuerbare-Energie-Regionen (als Abgrenzung zu den politisch-administrativen Handlungsebenen) oft vernachlässigt wird und noch stärker ausgebaut werden sollte.

## **2.2. Speicherbedarf in zukünftigen Stromversorgungssystemen auf nationaler Ebene**

Im Bereich der Stromversorgung werden für eine vollständige Deckung des Bedarfs aus Erneuerbaren Energien Speicher oder mit erneuerbaren Ressourcen betriebene Backup-Kraftwerke benötigt. Speicher sind in der Lage, die fluktuierende Stromerzeugung der beiden Technologien Windenergie und Photovoltaik zeitlich zu glätten. Backup-Kraftwerke können in Zeiten einer Unterdeckung durch fluktuierende EE flexibel auf die Deckung des Bedarfs reagieren. Auch die Sektorkopplung ist ein wichtiger Baustein. Zum einen ist sie für die Versorgung aller Bedarfssektoren durch EE notwendig, zum anderen werden dadurch zusätzliche Flexibilitätsmöglichkeiten im System geschaffen, was beispielsweise den Stromspeicherbedarf verringern kann.

Für eine vollständige Versorgung aus EE sind ausreichend Speichertechnologien für unterschiedliche Einsatzgebiete vorhanden. Es gibt jedoch aus heutiger Sicht verschiedene Möglichkeiten für die Struktur und das Zusammenspiel der Technologien im Energiesystem und den Entwicklungspfad hin zu einer emissionsfreien Energieversorgung. Im Folgenden werden zunächst Speichertechnologien, die in der Energiesystemanalyse zum Einsatz kommen, und deren Anwendungsfelder vorgestellt (Abschnitt 2.2.1). Anschließend wird auf den Speicherbedarf eingegangen, der sich aus Studien ergibt, die die nationale Systemebene betrachten (Abschnitt 2.2.2).

### **2.2.1. Speichertechnologien und Anwendungsfelder**

Speichertechnologien lassen sich auf verschiedene Arten klassifizieren. Hinsichtlich der physikalischen Art der Umwandlung und Speicherung von Energie wird im

Stromspeichersegment zwischen elektrischen, elektrochemischen, chemischen und mechanischen Speichern unterschieden. Zu den elektrischen Speichern zählen Kondensatoren und Spulen, unter den elektrochemischen Speichern werden alle Batteriespeichertechnologien verstanden und die mechanischen Speicher umfassen Pump-, Druckluft- und Schwungmassespeicher. Daneben gibt es die Kategorie der chemischen Speicher, zu der die Power-to-Gas-Technologie zählt und die anders als die zuvor genannten Technologien auch sektorübergreifend eingesetzt werden kann. Unter Power-to-Gas wird entweder die Umwandlung von Strom zu Wasserstoff oder die darauf aufbauende weitere Umwandlung zu Methan verstanden. Beide Technologien nutzen als Speichermedium Kavernen oder die Erdgasinfrastruktur, wobei Wasserstoff nur bis zu einem bestimmten Prozentsatz in die bestehende Infrastruktur integrierbar ist (vgl. Sterner & Stadler, 2014, S. 336). Mit dem Einsatz der Power-to-Gas-Technologie unter Verwendung der Erdgasinfrastruktur lassen sich Ein- und Ausspeicherung von Energie auch räumlich entkoppeln.

Der Begriff „Batterie“ wird verkürzt für wiederaufladbare Sekundärbatterien, auch Akkumulatoren genannt, verwendet. Batterien werden in Nieder- und Hochtemperatur- sowie Flussbatterien eingeteilt. Im Fachbuch „Energiespeicher“ von Sterner und Stadler (2014) werden Blei-Säure-, Nickel- und Lithium-Ionen-Batterien als die gängigsten Batterietechnologien der Kategorie der Niedertemperaturbatterien aufgeführt. Die Natrium-Schwefel-Batterie gehört zu den Hochtemperaturbatterien und benötigt Betriebstemperaturen von über 300°C (vgl. Sterner & Stadler, 2014, S. 271). Die Redox-Flow-Technologie, auch als Flussbatterie bezeichnet, verfügt über externe Tanks als Speichereinheit. Hier lagern die Elektrolyte, die über Pumpen an die Elektroden befördert werden. Damit sind Leistung (Dimension der Pumpen) und Kapazität (Dimension der Tanks), ähnlich wie bei Pump- und Druckluftspeichern, getrennt voneinander skalierbar.

Eine weitere Klassifizierung kann nach Einsatzzweck vorgenommen werden. Speicher werden für verschiedene Aufgaben im Energiesystem benötigt. So können markt-, system- und netzdienlicher Einsatz unterschieden werden. Beim marktdienlichen Einsatz liegen der Entkopplung von Stromerzeugung und -verbrauch verschiedene Geschäftsmodelle zugrunde. Systemdienlich werden Speicher zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie beispielsweise Regelleistung, eingesetzt. Diese Aufgabe übernehmen derzeit neben fossilen Kraftwerken hauptsächlich Pumpspeicher. Pumpspeicher sind schnell einsatzbereit. Sie können innerhalb einer Minute die volle Leistung des Turbinenbetriebs bereitstellen und benötigen wenige Minuten für den Start des Pumpbetriebs (vgl. Jülch et al., 2016, S. 21; Neupert et al., 2009, S. 133). In den vergangenen Jahren wurden vermehrt Batteriespeicher für die Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt installiert. Auf der Ebene der Niederspannungsnetze

werden Speicher zum Zwecke der lokalen Netzentlastung und zur Vermeidung von Netzausbau eingesetzt. Dort wirken Speicher spannungsstützend oder betriebsmittelentlastend (vgl. Fraunhofer UMSICHT & Fraunhofer IWES, 2014, S. 39–41).

Aus Sicht der Energiesystemanalyse wird häufig eine Klassifizierung nach der Dauer der Verschiebung von Energie vorgenommen. Üblich ist eine Einteilung in Kurz- und Langzeitspeicher. Kurzzeitspeicher weisen eine Ausspeicherdauer von wenigen Sekunden bis zu einem Tag auf (vgl. Sterner & Stadler, 2014, S. 41). Langzeitspeicher sind für die saisonale Verschiebung geeignet. Sie speichern Energie mehrere Tage bis mehrere Jahre (vgl. Sterner & Stadler, 2014, S. 41–42). Kondensatoren und Spulen, Schwungrad-, Batterie-, Pump- und Druckluftspeicher sind der Klasse der Kurzzeitspeicher zuzuordnen. Kavernen- und Porenspeicher, wie für die Power-to-Gas-Technologie angewendet, gehören zu den Langzeitspeichern (vgl. Sterner & Stadler, 2014, S. 42). Für eine feinere Einteilung dienen Gruppierungen nach Speicherkapazität und Entladedauer wie beispielsweise in Sterner und Stadler (2014, S. 605) und Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011, S. 156).

### 2.2.2. Speicherbedarf auf nationaler Ebene

Auf Energiesystemmodellen basierende Studien ermitteln für Deutschland einen wirtschaftlich sinnvollen Einsatz von Stromspeichern ab einem EE-Anteil in der Stromversorgung von 60 bis 80 % (vgl. u. a. Sterner & Stadler, 2014). Dies sind Angaben für den Einsatz von Speichern zum zeitlichen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf der Ebene des Übertragungsnetzes, nicht jedoch für andere mögliche Einsatzzwecke, wie z. B. die Netzentlastung auf Verteilnetzebene. Eine Studie der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft beispielsweise ermittelt keinen Bedarf an Speichern bis 80 % EE-Anteil (vgl. Elsner, Fishedick & Sauer, 2015). In der Speicherstudie der Agora Energiewende hingegen kommen Speicher auch schon bei EE-Durchdringungsraten ab 60 % zum Einsatz (vgl. Agora Energiewende, 2014). Diese großen Unterschiede sind durch die gewählten Randbedingungen zu erklären. So beeinflussen technologische und ökonomische Annahmen und Modellkonfigurationen die Ergebnisse.

Maßgeblich für die Modellergebnisse sind insbesondere, welche EE-Technologien zu welchen Anteilen berücksichtigt und in welchem Umfang und unter welchen Rahmenbedingungen neben Speichern andere Flexibilitätsoptionen auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite betrachtet werden. Dazu kommen die technologische Parametrierung der betrachteten Technologien, der verwendete Wetterdatensatz und insbesondere das Jahr, welches als Basis für die zugehörigen Windgeschwindigkeits- und

Solarstrahlungsdaten verwendet wurde. Auch ökonomische Annahmen spielen eine große Rolle. Bei Systemanalysen mittels Optimierungsalgorithmen auf minimale Systemkosten werden alle Flexibilitätsoptionen unter den gegebenen Randbedingungen unter rein ökonomischen Gesichtspunkten jeweils ab einem bestimmten Anteil EE im System zugebaut. So sind andere Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Heat und Wärmespeicher oder der Netzausbau oftmals günstiger. Auch der Einsatz konventioneller Kraftwerke, der bei EE-Anteilen kleiner 100 % zulässig ist, kann eine Alternative zum Speicherausbau sein. Ermittelte Speicherbedarfe lassen sich zudem oft schwer miteinander vergleichen, so z. B. die Speicherkapazitäten von Batteriespeichern und Power-to-Gas. Auch werden die Dimensionen des Speicherbedarfs in Form von Leistung und Kapazität nicht immer einheitlich angegeben.

Eine Studie des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) ermittelt beispielsweise für ein Stromsystem mit 80 % EE in Deutschland einen Bedarf von 70 GWh an Kurzzeitspeichern und 7,5 TWh an Langzeitspeichern zusätzlich zu den bestehenden Pumpspeichern (vgl. ETG Task Force Energiespeicherung, 2012). Die Kurzzeitspeicher wurden mit einem festen Energie-zu-Leistungsverhältnis von 5 Wh/W modelliert, sodass eine Speicherkapazität von 70 GWh einer Leistung von 14 GW und damit einer Überbrückung von maximal 5 Stunden entspricht. Für den Langzeitspeicher wurde ein unbegrenztes Speichervolumen vorausgesetzt und somit nicht an dessen Leistung gekoppelt. Mit einer zugehörigen Leistung von 18 GW ist die maximale Überbrückungszeit 17 Tage. Für ein 100%-Szenario erhöht sich die benötigte Kapazität der Kurzzeitspeicher auf 184 GWh und die der Langzeitspeicher auf 26 TWh und verdreifacht sich damit im Mittel.

Die Studie der Agora Energiewende ermittelt keinen Speicherzubau bis zu einem 60%igen erneuerbaren Stromsystem (vgl. Agora Energiewende, 2014). Datiert wird dieser Anteil EE in das Jahr 2033. Danach ist ein Speicherzubau von insgesamt 3 GW notwendig. Bei einer Durchdringung von 90 % EE werden 23 GW Speicherleistung nötig, aufgeteilt in 7 GW Kurzzeit- und 16 GW Langzeitspeicher. Auch in der „Roadmap Speicher“, einer Studie vom Fraunhofer IWES, werden Speicher bis 60 % Durchdringungsrate nicht als Voraussetzung für die Integration von Erneuerbaren Energien gesehen. Dafür muss eine geringe Abregelung in Kauf genommen werden. Selbst bei bis zu 90 % EE sind weitgehend keine zusätzlichen Stromspeicher notwendig, wenn Erzeugung und Nachfrage anderweitig flexibilisiert werden (vgl. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, 2014).

Anders als die o. g. Studien, die den Speicherzubau simulieren, verwendet der Sachverständigenrat für Umweltfragen das Modell REMix vom Deutschen Zentrum für

Luft- und Raumfahrt und führt damit eine Invest- und Einsatzoptimierung der Systemtechnologien durch. Für ein 100%-Szenario werden 18,7 GW Speicherleistung benötigt, wenn skandinavische Pumpspeicher genutzt werden (vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011). Schill und Zerrahn (2018), deren Methodik ebenfalls die Invest- und Einsatzoptimierung ist, ermitteln für eine zu 100 % erneuerbare Stromversorgung Speicherleistungen in Höhe von 24 GW für Pumpspeicher, 7 GW für Lithium-Ionen-Batterien und 3 GW für Power-to-Gas, was insgesamt 34 GW entspricht. Im Vergleich zum 80%-Szenario mit 12 GW Speicherleistung verdreifacht sich der Speicherbedarf damit nahezu. Eine Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE hingegen ermittelt Speicherkapazitäten von 52 GWh für Batteriespeicher, 60 GWh für Pumpspeicher und 86 TWh für Methanspeicher für ein Zielszenario 2050 (vgl. Henning & Palzer, 2012).

Aufgrund der Fülle an Studien zum Speicherbedarf gibt es bereits mehrere Meta-studien, die den Speicherbedarf der Vielzahl an Studien miteinander vergleichen, so z. B. die Metastudie der Fraunhofer-Institute UMSICHT und IWES (Fraunhofer UMSICHT & Fraunhofer IWES, 2014), die Studie der Technischen Universität München (Buttler & Spliethoff, 2016) und die Analyse von Cebulla, Haas, Eichman, Nowak und Mancarella (2018). Cebulla et al. (2018) studierten 17 Studien aus den Jahren 2009 bis 2017 mit über 400 Szenarien zum Speicherausbau und bieten eine Übersicht zu den Bandbreiten des Speicherbedarfs in den USA, Europa und Deutschland. Neben dem Speicherbedarf werden zum einen der Energiemix der Szenarien, d. h. die dominierenden Technologien im Energiesystem, und zum anderen der Einfluss der Netzmodellierung miteinander verglichen. In den untersuchten Studien für Deutschland beträgt die Bandbreite der ermittelten Speicherleistungen zwischen 8 und 140 GW. Die Speicherkapazitäten liegen zwischen 0,05 und 83 TWh für einen Anteil an fluktuierenden EE von 80 % (vgl. Cebulla et al., 2018).

## **2.3. Technisch-ökonomische Untersuchungen zu Energieautarkie für unterschiedliche Systemgrenzen**

Im Folgenden werden Studien vorgestellt, die einen ähnlichen Ansatz wie die vorliegende Arbeit verfolgen und autarke Versorgungsansätze technisch-ökonomisch untersuchen. Teilweise werden dabei unterschiedliche Systemebenen verwendet.

Im Forschungsprojekt „AutGrid – Chancen und Risiken der Netzautarkie in Deutschland“ vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE werden in einem interdisziplinären Ansatz sozio-ökonomische Analysen zu Autarkiebestrebungen in Deutschland mit einer Energiesystemanalyse unter der Annahme eines verstärkt dezentralen Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugung kombiniert (vgl. Stromnetze Forschungsinitiative der Bundesregierung (Hrsg.), o.D.). In einer ersten Veröffentlichung werden der Ansatz des Forschungsvorhabens vorgestellt und Ergebnisse einer Vorabanalyse präsentiert (vgl. Senkpiel et al., 2016). Die Vorabanalyse zeigt die Lage der Energieregionen mit 100%-Autarkieziel in Deutschland, deren Ziele, aktuelle Versorgungsgrade und die Programme, aus denen sie Fördermittel erhalten. Außerdem werden der aktuelle Versorgungsgrad und die Potenziale bis 2050 aller Regionen in Deutschland, nicht nur die der Energieregionen, auf NUTS-3-Ebene<sup>2</sup> identifiziert.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich Energieregionen mit dem Ziel einer 100%igen Versorgung durch EE über ganz Deutschland verteilt befinden, unabhängig davon, ob es große Potenziale vor Ort durch ein hohes Wind- oder Solarstrahlungsangebot gibt. Auch sind einige dieser Regionen bereits zum heutigen Zeitpunkt energieautark. Die meisten Regionen streben jedoch die Jahre 2030 und 2050 als Zieljahre an. Hervorgehoben wird außerdem, dass Förderprogramme fundamental für die Motivation der Regionen waren, Ziele und entsprechende Konzepte zu entwickeln. In den meisten Fällen sind nationale Programme, wie die „Nationale Klimaschutzinitiative“, die auch das Programm „Masterplan 100 % Klimaschutz“ initiierten (vgl. BMU, 2019), Fördermittelgeber. Die Potenzialanalyse aller Regionen auf NUTS-3-Ebene ergibt große Unterschiede zwischen den Regionen. Vor allem Regionen im Nordosten Deutschlands haben bereits zum heutigen Zeitpunkt das Ziel einer bilanziellen Stromautarkie erreicht oder übererfüllt. Insbesondere jedoch die Regionen in Nordrhein-Westfalen und viele Regionen in Baden-Württemberg besitzen kein Potenzial, sich bilanziell autark zu versorgen. Auch eher kleine ländliche Regionen fallen in diese Kategorie.

Für die techno-ökonomische Bewertung des Energiesystems werden Lastflussanalyse und Netzausbauplanung mit einer linearen Invest- und Dispatchoptimierung auf stündlicher Basis iterativ kombiniert. Die Zielfunktion bildet die Kosten des Systems ab. Zudem fließen Ergebnisse der sozio-ökonomischen Analyse in die Szenarienentwicklung ein (vgl. Senkpiel et al., 2016). Ergebnisse dieser Analyse lagen

---

<sup>2</sup>NUTS (Nomenclature des unités territoriales statistiques) ist eine Systematik der Europäischen Union zur Klassifizierung der räumlichen Verwaltungseinheiten der Mitgliedsländer. Die NUTS-3-Ebene umfasst kleinere Regionen bis hin zu Großstädten.



zum Zeitpunkt der Einreichung der vorliegenden Dissertation noch nicht vor. Das Projekt endete planmäßig im Dezember 2018.<sup>3</sup>

Eine weitere Studie, die sich mit der Verknüpfung von lokaler Versorgung mit einem überregionalen Energieausgleich beschäftigt, ist „Der Zellulare Ansatz“ der Energietechnischen Gesellschaft (ETG) des VDE (vgl. ETG Task Force Grundsätzliche Auslegung neuer Netze, 2015). In der Studie werden die Energieträger Strom, Wärme und Gas (Erdgas, Methan, Wasserstoff und Gemische dieser Stoffe) für die Sektoren Haushalte, Gewerbe-Handel-Dienstleistungen und Industrie betrachtet. Sie ist in erster Linie ein Konzept, das ein Versorgungssystem ohne die Berücksichtigung des vorhandenen Energiesystems entwirft und damit Diskussionsansätze für die zukünftige Energieversorgung liefern möchte.

Das Ziel des Ansatzes ist ein Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf der niedrigsten möglichen Ebene, also z. B. für einen Haushalt oder einen Industriebetrieb. Durch diese kleinteiligen dezentralen Erzeugungseinheiten, in der Studie „Energiezellen“ genannt, soll der Austausch mit benachbarten Zellen gering gehalten werden. Die Energiezellen beinhalten jeweils Erzeuger, Wandler, Speicher, Netzanschluss, Last sowie schutz- und leittechnische Einrichtungen, können über mehrere Ebenen zusammengefasst und durch Energienetze und Kommunikationssysteme miteinander verbunden werden. Das Zusammenfassen mehrerer Energiezellen würde eine Anpassung der Energieversorgung an administrative Ebenen wie Kreise oder Regierungsbezirke bis hin zu Bundesländern möglich machen. Es wird davon ausgegangen, dass die meisten Energiezellen unter- oder überbilanziert sind, was einen Ausgleich zwischen mehreren Energiezellen erforderlich macht. Die Studie schlussfolgert, dass eine lokale Bilanzierung in kleinräumigen Energiezellen den notwendigen Energieübertragungsbedarf und Stromnetzausbau reduziert und damit die Integration erneuerbarer Energieträger erleichtert. Die Robustheit des Gesamtsystems bezüglich Systemstabilität und Versorgungszuverlässigkeit und die Akzeptanz in der Bevölkerung durch selbstbestimmte Auswahl der einzusetzenden Technologien und des Umfangs der systemstützenden Dienstleistungen werden gesteigert. Zudem wird die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle und Märkte ermöglicht. Die Autoren heben insbesondere hervor, dass „Der Zellulare Ansatz [...] eine kontinuierliche Transformation vom bestehenden in ein neues Energieversorgungssystem“ ermöglicht (ETG Task Force Grundsätzliche Auslegung neuer Netze, 2015, S. 61). „Hierdurch können beide Systeme übergangsweise parallel betrieben werden“ (ETG Task Force Grundsätzliche Auslegung neuer Netze, 2015, S. 61). Der Ansatz kann also auch, obwohl er für

---

<sup>3</sup><https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/autgrid.html> [17.08.2019].

eine Energieversorgung ohne die Berücksichtigung bisheriger Strukturen konzipiert wurde, als Ergänzung zur bisherigen Infrastruktur verstanden werden.

Claassen et al. (2015) zeigen das Konzept der „Energetischen Nachbarschaften“. Ihr Ansatz zielt insbesondere auf Unternehmen in Industriegebieten ab. Das Ziel ihres Ansatzes ist nicht zwangsläufig Energieautarkie, sondern vielmehr der Aufbau von Synergien bei der Nutzung von Strom, Wärme, Kälte und Gas durch eine Erweiterung der Systemgrenzen und Kopplung mehrerer Industriebetriebe. Die wesentliche Idee ist, dass sich in der Nähe befindliche Unternehmen für einen Energieaustausch miteinander vernetzen, sodass weniger Primärenergie benötigt wird. Hauptbedingung dafür ist, dass Produktionsprozesse nicht beeinflusst werden (vgl. Claassen et al., 2015, S. 41). Auch die Übertragung auf andere Siedlungsgebiete wie Wohn- und Gewerbegebiete oder Mischkonzepte ist denkbar (vgl. Claassen et al., 2015, S. 41). Die Autoren schlagen ein Vorgehen für die Identifikation möglicher Synergien vor und entwickeln einen Fragebogen für potenzielle Unternehmen.

In der Studie „Technische und ökonomische Machbarkeit Energetischer Nachbarschaften“ wird das Konzept von Claassen et al. (2015) konkret auf zwei reale Industriegebiete in Niedersachsen angewendet (vgl. Lehnhoff, Claassen, Reckzügel, Meyer & Knies, 2016). Der Fokus liegt hier auf der Nutzung der Abwärme eines Unternehmens durch andere Unternehmen und dem Aufbau von gemeinsamen Nahwärmenetzen. Aber auch die potenzielle gemeinsame Nutzung von Stromerzeugungsanlagen wie Blockheizkraftwerke und PV-Anlagen wird untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere regulatorische Gründe dazu führen, dass das Potenzial von Kopplungsmöglichkeiten im Bereich der Stromerzeugung und -nutzung gering ist. Insbesondere bei der Nutzung von PV-Strom ist der Eigenverbrauch nicht attraktiv, da die PV-Anlagen zum großen Teil älter sind und damit eine hohe Einspeisevergütung erzielen. Es ist jedoch sinnvoll, noch vorhandene Dachflächen in Zukunft für ein gemeinsames Konzept zu nutzen.

McKenna, Merkel und Fichtner (2016) fragen nach dem optimalen Autarkiegrad auf Haushalts- und Quartiersebene und untersuchen die Effekte der Aggregation von einzelnen Gebäuden über Nachbarschaften bis hin zu Stadtteilen. Die Kapazität und der Einsatz von Speichern werden mit einem Mixed-Integer-Linear-Programming-Ansatz auf minimale Systemkosten optimiert, und die Szenarien nach Systemkosten und Autarkiegrad ausgewertet. Es wurden verschiedene Gebäudetypen (Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser) miteinander kombiniert und die Anzahl der Haushalte variiert. Neben Batteriespeichern und Photovoltaik werden Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung, Boiler und thermische Speicher berücksichtigt. Das ökonomische Optimum einer autarken Versorgung liegt laut dieser Studie bei 30 % in Einfamilien-

häusern und fast 100 % in Bezirken bestehend aus 1.000 Haushalten. Die Ergebnisse der Studie zeigen auch, dass eine geringe Erhöhung des Autarkiegrads auf niedrigen Aggregationsleveln (z. B. Einfamilienhäuser) deutlich teurer, verglichen mit der Systemgröße von Quartieren und Bezirken, ist.

Parra, Gillott, Norman und Walker (2015) ermitteln das optimale PV-Speichersystem in Abhängigkeit von der Größe eines Quartiers von 1 bis 100 Haushalten unter der Annahme, dass der PV-Anteil mit steigender Quartiersgröße sinkt. Bei kleiner Quartiersgröße verfügen alle Haushalte über eine PV-Anlage. Je größer das Quartier wird, umso kleiner wird der PV-Anteil, da auch Haushalte ohne PV-Anlage berücksichtigt werden. Damit orientieren sich die Autoren an den nationalen Vorgaben Englands zum Anteil von Photovoltaik an der Stromerzeugung. Ein Ergebnis der Studie ist, dass der Anteil der jährlichen Speicherentladung am jährlichen Stromverbrauch mit wachsender Quartiersgröße steigt und proportional zum Anteil der PV-Erzeugung des jeweiligen Quartiers ist.

## **2.4. Zusammenfassung und Bewertung des Forschungsstands**

Die allgegenwärtige Verfügbarkeit regenerativer Ressourcen, insbesondere Windenergie und Solarstrahlung, und die Möglichkeit der kleinskaligen Installation von Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien führt zu einer zunehmenden Dezentralisierung des Energiesystems und bringt die Beteiligung vielfältiger Akteure hervor. Mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien auf regionaler Ebene hat sich zudem der Begriff der Energieregion etabliert. Für den Begriff der Energieregion existiert keine einheitliche Definition, prinzipiell lässt sich jedoch feststellen, dass es sich hierbei um Regionen, die einen intensiven Ausbau Erneuerbarer Energien anstreben und sich weitgehend unabhängig vom Import fossiler Energie machen wollen, handelt. In vielen dieser Regionen ist diese Selbstversorgung aus Erneuerbaren Energien als politisches Ziel fixiert. Zudem sind in der Vergangenheit Initiativen und Netzwerke entstanden, die den Begriff der Energieregion geprägt haben und die Regionen beim Aufbau einer regionalen Energieversorgung unterstützen.

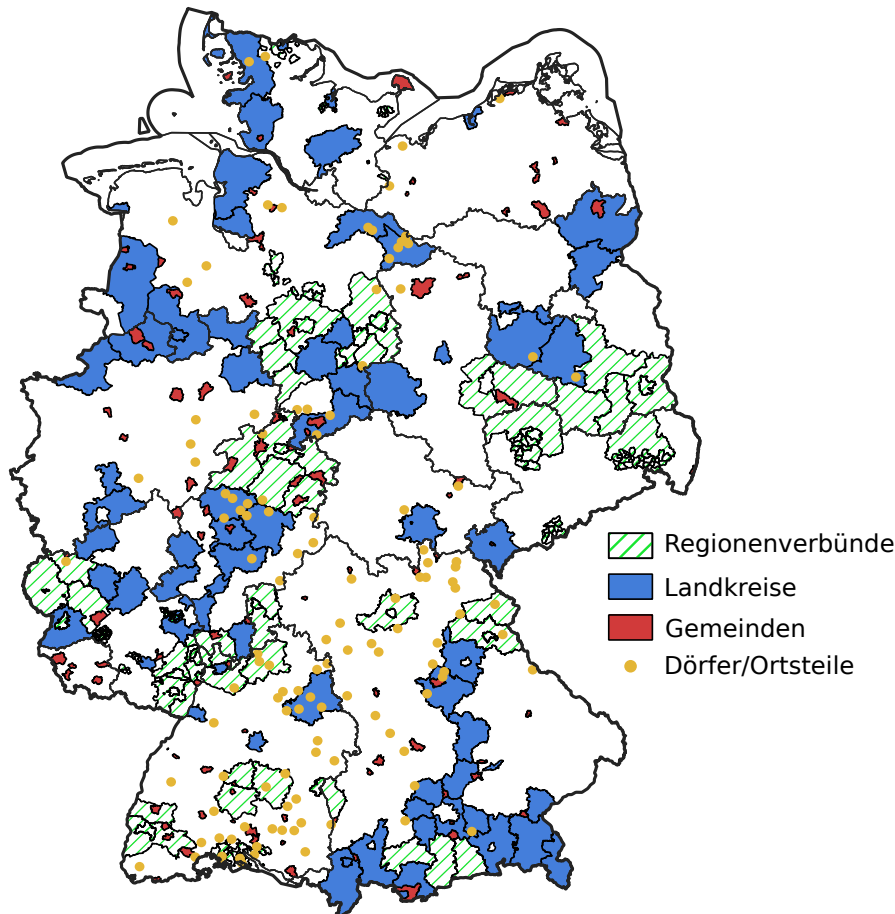
Die Existenz von Energieregionen und die Bestrebungen nach einer autarken Energieversorgung sind ein wichtiger Teil der Energiewende. Energieregionen und autarke Versorgungskonzepte werden als Treiber der Energiewende gesehen und sind zudem mittlerweile ein etabliertes Forschungsfeld, insbesondere in den Geistes- und Sozialwissenschaften. Unterschiedliche wissenschaftliche Disziplinen beschäftigen sich mit

verschiedenen Aspekten der Entstehung und Entwicklung von Energieregionen und Fragestellungen der zukünftigen Ausrichtung. Es werden Vor- und Nachteile der Bestrebungen nach Autarkie herausgearbeitet und Motive, die hinter der Entstehung und mittlerweile weiten Verbreitung von Energieregionen stehen, beleuchtet. Es wird erörtert, was sich hinter dem Wunsch nach Autarkie verbirgt und was die mit dem Autarkiewunsch zusammenhängenden Ziele sind. Diese Ziele beinhalten insbesondere den Wunsch nach einer Änderung der Finanzierungs- und Eigentumsverhältnisse und einer damit erhofften gesteigerten Wertschöpfung innerhalb der Region, sowie soziale Aspekte wie die erwartete Akzeptanzsteigerung durch eine verstärkte Identifizierung mit der Energiewende bei der Bevölkerung. Auch die Abgrenzung von anderen Regionen und der Wunsch nach einer Vorbildfunktion für einen sinnvollen und nachhaltigen Umgang mit dem strukturellen Wandel sind oft Motivation für die entsprechenden Regionen.

Die Abbildung 2.1 gibt eine Übersicht über die derzeit in Deutschland existierenden Energieregionen, zusammengetragen aus den Initiativen der 100ee-Regionen, der Masterplanregionen und der Bioenergiedörfer. Anders als existierende Übersichtskarten, wie beispielsweise in den Studien von deENet (2009, S. 60–61) und McKenna et al. (2014, S. 246), wurden die Regionen nicht nach ihrer zugehörigen Initiative gegliedert, sondern nach politischer Administrationsebene differenziert. So wird im wesentlichen zwischen Landkreisen und kreisfreien Städten (blau) und Gemeinden (rot) unterschieden. Regionenverbünde (grün schraffiert) sind entweder ein Zusammenschluss von mehreren Landkreisen, Gemeinden oder beider Administrationsebenen. Darüber hinaus werden Dörfer und Ortsteile (gelb), die ausschließlich der Initiative „Bioenergiedörfer“ angehören, als Mittelpunkt der jeweiligen übergeordneten Gemeinde dargestellt.

Die Karte lässt eine hohe Dichte an Energieregionen und große Unterschiede in Größe und Struktur erkennen. Im Süden sind mehr Bioenergiedörfer zu verzeichnen, alle restlichen administrativen Ebenen sind relativ ausgeglichen über ganz Deutschland verteilt. Darüber hinaus gehören viele Regionen zu mehreren Initiativen. Auch kommt es vor, dass einzelne Regionen einer Initiative angehören und gleichzeitig Mitglied in einem Regionenverbund sind, der wiederum Teil einer anderen Initiative sein kann. Die in Abbildung 2.1 zusammengetragenen Energieregionen versorgen insgesamt fast 33 Mio. Einwohner:innen, was einem Anteil an der Gesamtbevölkerung Deutschlands von fast 40 % entspricht, vgl. Tabelle 2.1.

Potenzielle regionale Autarkie, d. h. eine 100%ige Deckung des Energiebedarfs durch EE aus einer Region, wird üblicherweise über das Verhältnis von möglicher Energieerzeugung und -verbrauch eines Jahres bestimmt. Diese bilanziellen Berechnungen



**Abbildung 2.1.:** Energieregionen in Deutschland mit Fokus auf die unterschiedlichen administrativen Ebenen. Dargestellt sind Kreis- und Gemeindeebene sowie überregionale Zusammenschlüsse. Zusätzlich werden die Bioenergiedörfer als Mittelpunkt ihrer jeweils übergeordneten Gemeinde abgebildet. Grundlage sind die veröffentlichten Daten der Initiativen „100ee-Regionen“, „Masterplanregionen“ und „Bioenergiedörfer“. Die für die Erstellung der Karte verwendeten Regionen inkl. Quellen befinden sich in den Anhängen A.1 bis A.5.

von Autarkie berücksichtigen jedoch keinen Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung durch Speicher und vernachlässigen damit ein wesentliches Merkmal der Technologien Windenergie und Photovoltaik. Bei der bilanziellen Betrachtung fungiert das nationale Stromnetz als unbegrenzter Speicher. Diese Betrachtung wird mit der zunehmenden Zahl an Energieregionen nicht ausreichen.

Die prinzipielle Unterscheidung zwischen realer und bilanzieller Autarkie führt zu folgendem Dilemma: eine Auslegung der Energieversorgung auf das Erreichen von 100%iger realer Autarkie ist nicht sinnvoll. Selbst die Umsetzung real autarker Versorgungskonzepte auf nationaler Ebene würde zu Überkapazitäten führen, weshalb eine Einbettung in den europäischen Verbund immer vorzuziehen ist. In den Berechnungen der bilanziellen Autarkie spielen Speicher hingegen keine Rolle. Es scheint

**Tabelle 2.1.:** Anzahl der Einwohner:innen in Energieregionen und Anteil an der Gesamtbevölkerung

	Anzahl Einwohner:innen	Anteil an Gesamtbevölkerung
Regionenverbünde	14,0 Mio.	17 %
Landkreise	17,5 Mio.	21 %
Gemeinden	1,2 Mio.	< 1,5 %

jedoch notwendig, sie in zukünftige Energieversorgungskonzepte einzubeziehen und insbesondere auch in regionalen Konzepten zu berücksichtigen, da sie Teil der nationalen Energieversorgung sein werden. Auch wenn in nationalen Studien vom Gesamtspeicherbedarf die Rede ist, ist dies immer eine Aggregation vieler kleiner Einheiten, die wiederum dezentral, d. h. in den Regionen oder sogar in einzelnen Haushalten als kleinste vorstellbare Einheit, installiert sein werden.

Der Wunsch nach einer weitgehend autarken Versorgung existiert nicht nur in Regionen, sondern auch in kleineren Energieverbünden. Hier kann grob zwischen dem einzelnen Haushalt und dem Zusammenschluss im Quartier unterschieden werden. Die Gründe hierfür sind ähnlich und reichen von Wertschöpfung im Sinne von finanzieller Teilhabe an der Energiewende bis hin zu technischer Neugier und Pioniergeist. Die bilanzielle Autarkie ist auf Haushalts- und Quartiersebene ein völlig unbekanntes Konzept. Berechnungen zum Autarkiegrad beziehen sich allein aus abrechnungstechnischen Gründen immer auf die real durch EE, überwiegend Photovoltaik, bereitgestellte Energie. Damit haben auch Speicherkonzepte auf der Haushalts- und Quartiersebene eine stärkere Bedeutung als auf der rein administrativen regionalen Ebene. Mit der Installation eines Batteriespeichers kann beispielsweise ein Privathaushalt den Verbrauch seines selbst erzeugten Stroms erhöhen und damit den Strombezug vom Energieversorger minimieren. Hier existiert ein konkretes Geschäftsmodell, nämlich die Abwägung zwischen den Kosten von Speicherinstallation und -betrieb mit denen des Netzbezugs. Regionen hingegen sind für die Energieversorgung bisher eher ein Konstrukt, da sich deren Systemgrenzen üblicherweise nicht mit denen der Energieversorgung (beispielsweise den Grenzen des Verteilnetzes) decken.

Die Frage nach dem Speicherbedarf für ein zu 100 % aus EE versorgtes Energiesystem wird häufig aus nationaler Sicht beantwortet. Ab wann Speicher flächendeckend zum Einsatz kommen müssen, welcher Technologiemarkt geeignet ist und vor allem wieviel Speicherkapazität insgesamt benötigt wird, ist Gegenstand vieler Studien. Die untersuchten Studien analysieren den Speicherbedarf aus Gesamtsystemkosten-

sicht und sind sich einig darüber, dass Speicher erst ab einem Anteil von 60 bis 80 % (je nach Studie) Erneuerbarer Energien, wobei hier üblicherweise die fluktuierenden EE Windenergie und Photovoltaik gemeint sind, notwendig werden für den weiteren Ausbau von Erneuerbaren Energien. Andere Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise der räumliche Ausgleich, das Abregeln von Kraftwerken oder die Umwandlung in Wärme durch Power-to-Heat-Technologien, sind schlichtweg günstiger und bis zu besagtem Anteil EE ausreichend, um auf die Schwankungen in Erzeugung und Verbrauch zu reagieren.

## 2.5. Forschungsfragen

Die Frage nach einer Berücksichtigung von Speichern und deren Auslegung in Energieregionen steht noch ganz am Anfang. Nicht nur basieren die Konzepte der meisten Regionen auf Energiemengenbilanzen, es gibt auch kaum wissenschaftliche Untersuchungen, die sich mit Speicherkapazitäten auf regionaler Ebene unter Berücksichtigung der Bestrebungen nach Autarkie befassen. Systematische Analysen für den Speicherbedarf in dezentral geprägten Energiesystemen, die über eine bloße Ermittlung des Speicherbedarfs einer bestimmten Energieregion hinausgehen, liegen nicht vor. Darüber hinaus ist die Diskrepanz zwischen regionalen und Quartierspeichern, die sich aufgrund unterschiedlicher Autarkiedefinitionen ergeben, ein Feld, das bisher nicht ausreichend untersucht wurde.

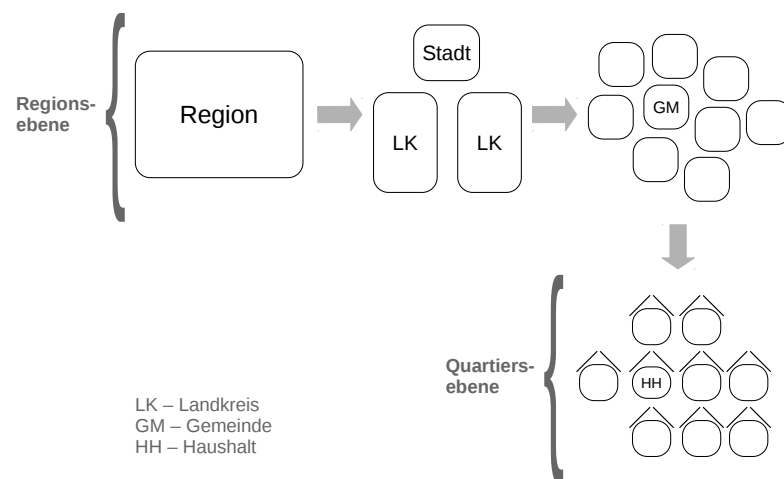
Der Fokus der Vielzahl an wissenschaftlichen Arbeiten zu Energieregionen und Energieautarkie liegt nicht auf technischen Aspekten und ingenieurwissenschaftlichen Fragestellungen. Es gibt einige Forschungsarbeiten, die sich mit den technisch-ökonomischen Auswirkungen von Autarkie auf der einen Seite und der Nutzung von Synergien beim Zusammenschluss mehrerer Systeme zu einem größeren System beschäftigen, wie in Abschnitt 2.3 dargestellt. Diese beschränken sich entweder auf die Quartiersebene oder enthalten kaum Analysen zum Speicherbedarf.

In der vorliegenden Dissertation werden die Autarkiebestrebungen von Energieregionen und energetischen Quartieren aus technisch-ökonomischer Sicht bewertet. Zentralität und Dezentralität wird auf Basis verschiedener Systemgrößen (Regionenverbünde, Landkreise und Städte, Gemeinden, Quartiere und Haushalte) abgebildet. Auf Basis der unterschiedlichen Systemgrößen und der Annahme verschiedener realer Autarkiegrade wird so das Spektrum an möglichen Speicherkapazitäten und resultierenden Systemkosten aufgezeigt. Weiter werden die Effekte von Synergien beim

Zusammenschluss mehrerer Systeme untersucht. Folgende Forschungsfragen ergeben sich daraus im besonderen:

- Welchem realen Autarkiegrad entsprechen die bilanziellen Autarkiekonzepte von Energieregionen und welche Speicherkapazitäten und Systemkosten ergeben sich für höhere Autarkiegrade?
- Welchen Einfluss auf den Speicherbedarf und die Systemkosten hat die Größe von (teil-)autarken Systemen auf Regions- und Quartiersebene?
- Bis zu welchem Grad können Energieregionen und energetische Quartiere ihre autarken Versorgungsziele unter Berücksichtigung von Speichern sinnvoll umsetzen?

Der Fokus bei der Betrachtung der Stromversorgungssysteme liegt auf den unterschiedlichen Systemgrößen. Damit soll zum einen die Übertragbarkeit der Untersuchungsergebnisse auf andere Regionen sichergestellt werden. Zum anderen sollen die Erkenntnisse unabhängig sein von Systemgrenzen, die zum einen regional oft auf administrativen Grenzen basieren und beliebig gesetzt werden können. Die Analysen werden auf Basis von zwei übergeordneten Systemebenen, der Region und dem Quartier, durchgeführt, um neben den Systemgrößen die unterschiedlichen Herangehensweisen an das Thema Autarkie zu betrachten. Die Abbildung 2.2 stellt diesen Aspekt der Forschungsfragen graphisch dar

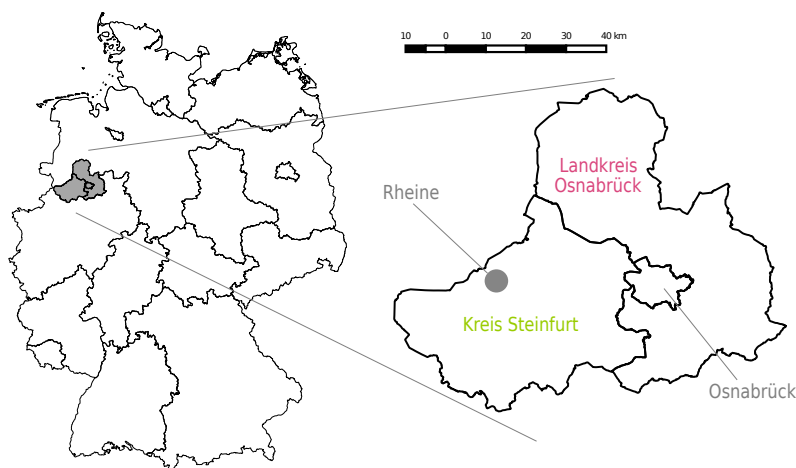


**Abbildung 2.2.:** Ebenen der Energieautarkie – Welchen Einfluss auf Speicherbedarf und Systemkosten hat die Systemgröße auf Regions- und Quartiersebene?

Die Forschungsfragen werden anhand einer Beispielregion untersucht. Forschungsobjekt ist die Masterplanregion Osnabrück-Steinfurt, eine Energieregion im Nordwesten Deutschlands. Die Region hat sich zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen



um 95 % bis zum Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 1990 zu senken und den Endenergiebedarf im selben Zeitraum zu halbieren. Dafür wird die Energieversorgung aus Erneuerbaren Energien erheblich ausgebaut. Die Region Osnabrück-Steinfurt ist ein Zusammenschluss aus vier aneinandergrenzenden Masterplanregionen, den beiden Landkreisen Landkreis Osnabrück und Kreis Steinfurt und den Städten Osnabrück und Rheine, vgl. Abbildung 2.3. Zusätzlich zu den genannten Zielen, die Voraussetzung für die Förderung als Masterplanregion sind, streben die Landkreise Energieautarkie im bilanziellen Sinne an. Die Stadt Osnabrück fokussiert sich insbesondere auf eine Kooperation mit der umliegenden Region, da sie nicht das Potenzial hat, ihren Energiebedarf vollständig durch EE im Stadtgebiet zu decken. Aus diesen Zielen ergeben sich Szenarien im Bereich der Stromversorgung mit Potenzialen für den Ausbau EE und für die Reduktion des Strombedarfs. Speicher werden in Zukunft für den zeitlichen Leistungsausgleich benötigt, finden jedoch derzeit in den Masterplänen noch keine Berücksichtigung.



**Abbildung 2.3.:** Lage der Modellregion Osnabrück-Steinfurt. Die Modellregion besteht aus zwei Landkreisen, dem Landkreis Osnabrück und dem Kreis Steinfurt, und zwei Städten, der Stadt Osnabrück und der Stadt Rheine. Die Stadt Rheine gehört politisch zum Kreis Steinfurt, hat jedoch zusätzlich einen eigenen Masterplan erarbeitet.

Methodisch erfolgt die Berechnung von Speicherkapazitäten im Stromsektor mit einem linearen Optimierungsmodell, welches die Gesamtsystemkosten für den Zeitraum eines Jahres mit stündlicher (und teilweise viertelstündlicher) Auflösung minimiert. Es werden Stromversorgungssysteme unterschiedlicher Größe modellhaft abgebildet und die Auswirkungen verschiedener realer Autarkiegrade auf den Speicherbedarf und die Gesamtsystemkosten untersucht. Für die Berechnung der Autarkie wird nur die direkt aus EE verbrauchte oder aus dem Speicher bezogene Energie berücksichtigt.

Die Größe der Systeme variiert dabei von kleinen Systemen, wie einzelnen Haushalten mit PV-Anlage und Batteriespeicher bis hin zur mehrere Landkreise und Städte umfassenden Masterplanregion. Hierfür wird die Modellregion in Systeme unterschiedlicher Größe und Struktur aufgeteilt. Drei Systemebenen können dabei grob voneinander abgegrenzt werden: einzelner Haushalt, Quartier und Region. Basis für die Untersuchungen auf Regionsebene sind die politischen Grenzen für Landkreise, Städte und Gemeinden. Auf Quartiersebene werden die Unterschiede zwischen einzelnen Haushalten und Quartieren anhand von fiktiven Einzelhaushalten und Zusammenschlüssen über mehrere Haushalte betrachtet.

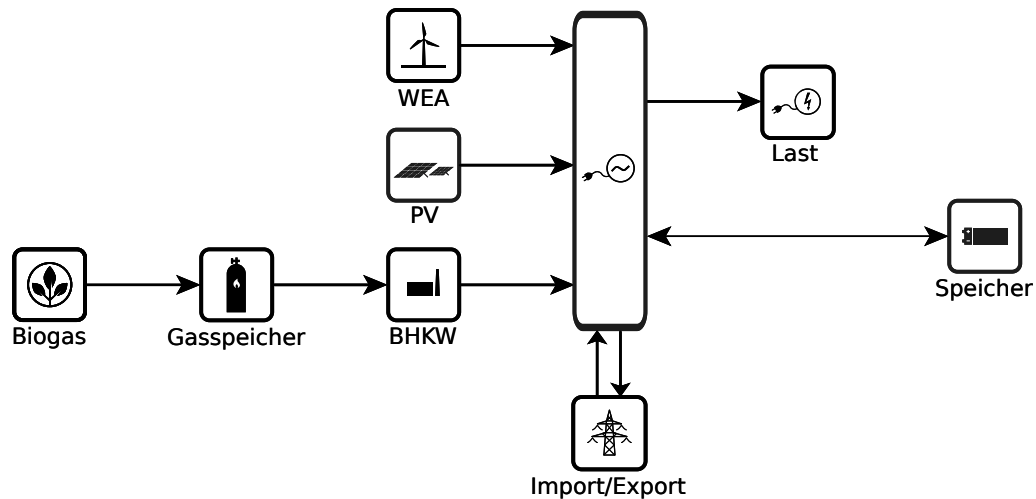
In den Stromversorgungssystemen, die ganze Regionen abbilden, werden darüber hinaus Abhängigkeiten zwischen Gebieten unterschiedlicher Struktur (städtische und ländliche Gebiete) untersucht. Hierfür werden die Teilregionen miteinander in verschiedenen Kombinationen verknüpft. Die beiden Landkreise, Steinfurt und Osnabrück, sowie die Stadt Osnabrück stellen die Basis für die Untersuchung auf regionaler Ebene dar. Weiter wird die Stromversorgung regional feiner aufgelöst am Beispiel des Kreises Steinfurt auf kommunaler Ebene abgebildet. In Sensitivitätsanalysen werden die Einflüsse der verwendeten Wetterdaten und Lastgänge sowie der technischen und ökonomischen Eingangsparameter auf die Ergebnisse überprüft.

## 3. Methodik

Das Forschungsdesign der vorliegenden Arbeit basiert auf zwei Ansätzen: der Energiesystemmodellierung auf Basis von linearer Optimierung und der Szenarienanalyse mit Fokus auf zwei übergeordnete räumliche Systemebenen, der Region und dem Quartier. Die Szenarienanalyse wird durch eine umfassende Sensitivitätsanalyse ergänzt. Die Zielsetzung ist, Energieautarkie für unterschiedliche Systemgrößen aus technisch-ökonomischer Sicht zu bewerten. Im folgenden Kapitel werden die grundlegenden methodischen Ansätze des verwendeten linearen Optimierungsmodells und dessen Randbedingungen erläutert. Die Beschreibung der Szenarien und der entsprechenden Datenbasis sind anschließend im Kapitel 4 zu finden.

### 3.1. Energiesystemanalyse und Lineare Optimierung

Die Energiesystemanalyse wird genutzt, um die Möglichkeiten der zukünftigen Energieversorgung und insbesondere die Integration Erneuerbarer Energien zu analysieren (vgl. u. a. Connolly, Lund, Mathiesen & Leahy, 2010; Herbst, Toro, Reitze & Jochem, 2012; Pfenninger, Hawkes & Keirstead, 2014; Hall & Buckley, 2016; Lopion, Markewitz, Robinius & Stolten, 2018; Ringkjøb, Haugan & Solbrekke, 2018). Lineare Optimierung ist ein gängiges Verfahren für die Analyse von Energiesystemen. Energiesystemmodelle, die dieses Verfahren nutzen, werden als mathematisches Modell mit linearen Randbedingungen konfiguriert. Die Optimierung erfolgt aus der Sicht eines zentralen Planers mit perfekter Information über den gesamten Zeithorizont (Pfenninger et al., 2014, S. 79; Lopion et al., 2018, S. 160–161). Alle Modelle, mit denen die Forschungsfragen der vorliegenden Arbeit untersucht werden, wurden mit den Bibliotheken des Open-Source-Modellierungsframeworks oemof umgesetzt, welcher im Abschnitt 3.3 beschrieben wird.



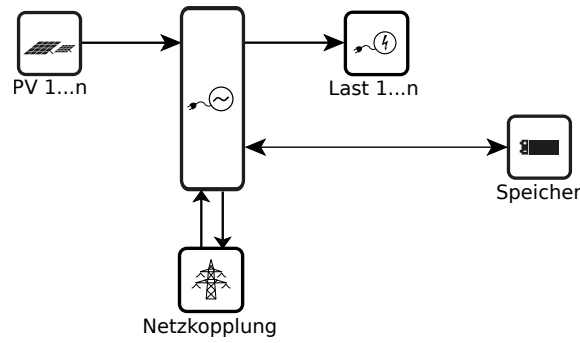
**Abbildung 3.1.:** Komponenten des Regionenmodells zur Deckung des Strombedarfs. Auf der linken Seite des Verteilknotens befinden sich die Erzeuger, auf der rechten Seite Verbraucher und Speicher. Umliegende Regionen sind durch Im- und Export dargestellt.

### 3.1.1. Technologien des Energiesystems

Die Komponenten des Energiesystems zur Abbildung der Stromversorgung in der Region und im Quartier sind in den Abbildungen 3.1 und 3.2 dargestellt. Jedes Regionen- und Quartiermodell besitzt Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherkomponenten. Alle Anlagen eines Typs werden im Modell durch jeweils eine Technologiekomponente repräsentiert. Abbildung 3.2 repräsentiert mit  $n=1$  gleichzeitig auch das Haushaltsmodell, bei dem jedem einzelnen Haushalt ein PV-Speichersystem zugeordnet ist. Zur Gruppe der Stromerzeuger gehören die Technologien Windenergie und Photovoltaik sowie Biogas inklusive Blockheizkraftwerk (BHKW). Für Wasserkraft, Geothermie, Klärgas- und Deponieanlagen gibt es keine nennenswerten Potenziale in der Untersuchungsregion. Sie werden daher in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Auch feste Biobrennstoffe werden vernachlässigt, da diese in den Szenarien der Region vorzugsweise zur Wärmebereitstellung verwendet werden.

### 3.1.2. Allgemeine mathematische Beschreibung

Um das Energiesystem mithilfe Linearer Optimierung zu analysieren, müssen alle Elemente des Systems lineares Verhalten aufweisen. Die Problemstellung wird als lineares Gleichungssystem, bestehend aus Zielfunktion und Nebenbedingungen, formuliert. Die Optimierung erfolgt durch Lösen des Gleichungssystems. Der Lösungsraum ist konvex, was ein globales Optimum garantiert.



**Abbildung 3.2.:** Komponenten des Quartiermodells zur Deckung des Strombedarfs. Auf der linken Seite des Verteilknotens befinden sich die Photovoltaik als alleinige Erzeugungskomponente, auf der rechten Seite Verbraucher und Speicher. Zusätzlich ist die Netzkopplung mit dem übergelagerten Netz dargestellt.

Die Zielfunktion kann beispielsweise beschreiben, wie sich die Kosten oder Emissionen des zu optimierenden Systems zusammensetzen. Zusätzlich enthält sie die Optimierungsrichtung. Nebenbedingungen, auch Randbedingungen genannt, sind z. B. die Deckung des Bedarfsprofils, das Laden und Entladen von Speichern sowie technische Randbedingungen wie die Berücksichtigung von Wirkungsgraden und Leistungsbeschränkungen. Auch die Aufstellung von Szenarien, über die beispielsweise vorinstallierte Leistungen oder Potenzialobergrenzen abgebildet werden, kann über Randbedingungen in das Optimierungsproblem einfließen.

Die allgemeinen Zusammenhänge der linearen Optimierung werden in der Kurzform in den Gleichungen 3.1 dargestellt. Die Kurzform gibt dabei die Zielfunktion mit den Parametern  $c$  und den Optimierungsvariablen  $x$  und deren Optimierungsrichtung, die Randbedingungen mit den Parametern  $A$  und  $b$  sowie den Wertebereich der Optimierungsvariablen wieder.

$$\begin{aligned} \max \quad & c^T x \\ \text{s.t.} \quad & Ax \leq b \\ & x \in \mathbb{R}^n \end{aligned} \tag{3.1}$$

Mit dem Gleichungssystem 3.2 und 3.3 werden Zielfunktion und Nebenbedingungen ausformuliert dargestellt.

$$c^T x = c_1 x_1 + \dots + c_n x_n \tag{3.2}$$

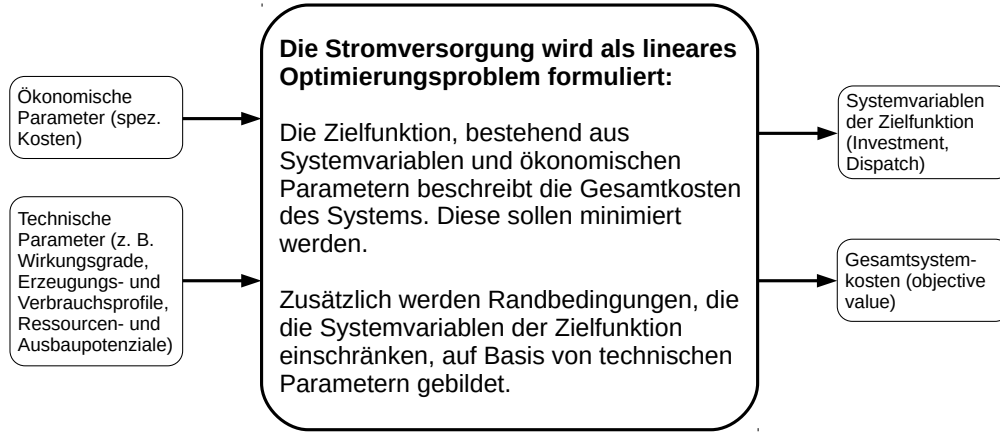
$$\begin{aligned}
a_{11}x_1 + \cdots + a_{1n}x_n &\leq b_1 \\
a_{21}x_1 + \cdots + a_{2n}x_n &\leq b_2 \\
&\vdots \\
a_{m1}x_1 + \cdots + a_{mn}x_n &\leq b_m
\end{aligned} \tag{3.3}$$

Alle Elemente des Gleichungssystems verhalten sich linear. Das Optimum liegt auf einer Ecke oder Kante des konvexen Lösungsraums. Ein Optimum auf einer Kante bedeutet, dass es mehrere Lösungen mit demselben Zielwert gibt. Solver, die das Gleichungssystem lösen, setzen in der Regel zwei Verfahren, auch in Kombination, ein, das Innere-Punkte-Verfahren und das Simplex-Verfahren. Beim Innere-Punkte-Verfahren wird sich durch das Innere des Lösungsraums einer Optimallösung genähert. Beim Simplex-Verfahren wird der Rand des Lösungsraums abgesucht und das Problem exakt gelöst. Moderne Solver kombinieren in der Regel beide Verfahren. Zur Lösung der linearen Optimierungsprobleme in der vorliegenden Arbeit kamen der freie Solver „cbc“ und der proprietäre Solver „gurobi“ zum Einsatz (The COIN-OR Foundation, 2016; Gurobi Optimization, LLC, o.D.). Beide verwenden zur Lösung das Simplex- und das Interior-Point-Verfahren in Kombination.

Die Grafik 3.3 veranschaulicht den Zusammenhang zwischen Eingangsparametern, Systemvariablen und Ergebnisgrößen der linearen Optimierung im Fall der Optimierung von Investition und Einsatz der Technologien auf minimale Gesamtsystemkosten. Neben den technischen Parametern, die die Funktionsweise des Systems beschreiben, werden die spezifischen Kosten der Systemtechnologien benötigt, die direkt mit den Systemvariablen in der Zielfunktion verknüpft werden. Zusätzlich kann die Optimierung der Systemvariablen über obere und untere Grenzen begrenzt werden.

### 3.1.3. Zielfunktion und Deckung der Stromnachfrage

Die Zielfunktion, die in der vorliegenden Arbeit verwendet wird, ist in Gleichung 3.4 dargestellt. Nach der Annuitätenmethode werden die Systemkosten, die sich aus den Investitionskosten  $Capex$  und dem Annuitätenfaktor (Capital Recovery Factor ( $CRF$ )) sowie den fixen und variablen Betriebskosten,  $Opex_{fix}$  und  $Opex_{var}$ , über alle berücksichtigten Technologien  $i$  und alle Zeitschritte  $t$  ergeben, minimiert. Die Variablen des Systems sind die installierten Leistungen  $P_{inst}$  für alle Technologien  $i$  und die erzeugte Energie  $E_{gen}$  für alle Technologien  $i$  und Zeitschritte  $t$ .



**Abbildung 3.3.:** Zusammenhang zwischen Eingangsparametern, Systemvariablen und Ergebnisgrößen der linearen Optimierung eines Energiesystems auf minimale Systemkosten

$$\min \sum_i ((Capex(i) \cdot CRF(i) + Opex_{fix}(i)) \cdot P_{inst}(i)) + \sum_j \sum_t (Opex_{var}(j) \cdot E_{gen}(j, t)) \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned} &\text{für } i \in \{Wind, PV, BHKW, Storage\} \\ &\text{und } j \in \{Wind, PV, BHKW, Storage, Import, Excess\} \\ &\text{und } t \in \mathbb{N} \end{aligned}$$

Der Annuitätenfaktor jeder Technologie, der die spezifischen Investitionskosten annuiert, ergibt sich aus den jeweiligen gewichteten Kapitalkosten  $WACC$  und dem Investitionszeitraum  $n$  (vgl. Gleichung 3.5).

$$CRF(i) = \frac{WACC(i) \cdot (1 + WACC(i))^{n(i)}}{(1 + WACC(i))^{n(i)} - 1} \quad (3.5)$$

Die Gleichung 3.6 ist die wichtigste Nebenbedingung, um ein System, in dem der zeitschrittaufgelöste Verbrauch zu jeder Stunde des Jahres gedeckt wird, zu erhalten. Sie beschreibt die Deckung des Strombedarfsprofils  $E_{Demand}(t)$  aus der Stromerzeugung der verschiedenen Erzeugungstechnologien  $E_{gen}(i, t)$ , der Speicherentladung  $E_{Storage,out}(t)$  und der importierten Energie  $E_{Import}(t)$ . Außerdem werden Überschüsse der Erzeugung in die Variablen  $E_{Storage,in}(t)$  (Speicherbeladung) und  $E_{Excess}(t)$  (Überschuss) geleitet.

$$\sum_j E_{gen}(j, t) + E_{Storage,out}(t) - E_{Storage,in}(t) + E_{Import}(t) - E_{Excess}(t) = E_{Demand}(t) \quad (3.6)$$

für  $j \in \{Wind, PV, BHKW\}$  und  $t \in \mathbb{N}$

Die Importenergie wird entsprechend des vorgegebenen Autarkiegrads  $a$  begrenzt. Gleichung 3.7 begrenzt die Summe der stündlichen Importenergie, also die Importenergie des gesamten Jahres, auf das Produkt aus jährlichem Verbrauch und Autarkiegrad. Die Gleichung 3.8 lässt zusätzlich die Freiheit, dass theoretisch auch innerhalb eines Zeitschritts die gesamte Importenergie aufgebraucht werden kann.

$$\sum_{t=1}^{8760} E_{Import}(t) \leq \sum_{t=1}^{8760} E_{Demand}(t) \cdot (1 - a) \quad (3.7)$$

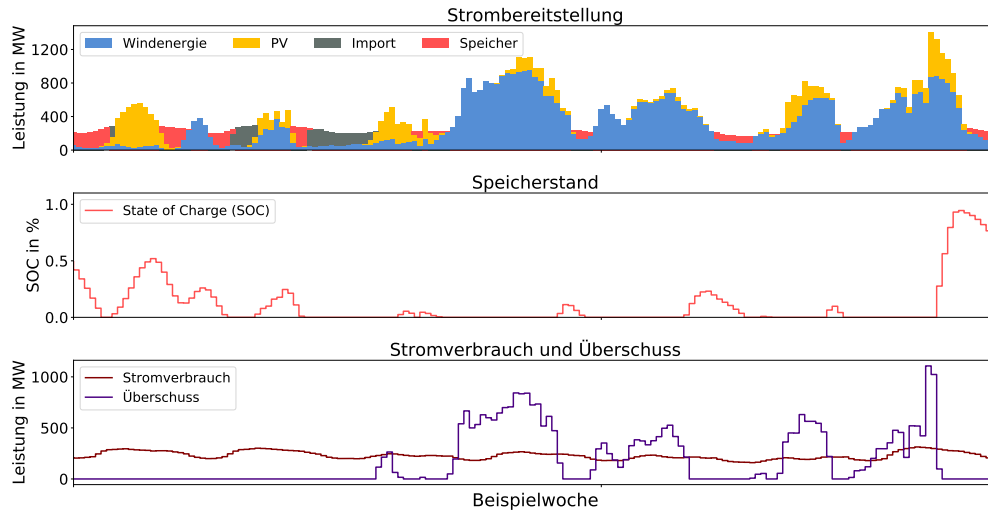
$$E_{Import}(t) \leq \sum_{t=1}^{8760} E_{Demand}(t) \cdot (1 - a) \quad (3.8)$$

Abbildung 3.4 zeigt beispielhaft die stündliche Stromerzeugung aus den Technologien Windenergie und Photovoltaik, die Speicherentladung und den Import über den Verlauf einer Woche. Gleichzeitig wird der stündliche Verbrauch dargestellt und dementsprechend der Ladezustand des Speichers und die finalen Überschüsse nach Speicherladung. Die Stromerzeugung aus EE wird direkt zur Deckung der Last eingesetzt. Darüberhinausgehende EE-Erzeugung wird zunächst zum Laden des Speichers verwendet. EE-Erzeugung, die die Ladeleistung oder die Kapazität des Speichers übersteigt, ist Überschussenergie und wird nicht verwendet. In Stunden, in denen die Stromerzeugung aus EE nicht zur Lastdeckung ausreicht wird dem Speicher Leistung entnommen.

### 3.1.4. Modelle zur Berechnung der Einspeiseleistung aus Windenergie und Photovoltaik

Die Stromproduktion von Photovoltaik und Windenergie wird mithilfe eines Wetterdatensatzes und Kennwerten von Windenergie- und PV-Anlagen ermittelt. Hierfür





**Abbildung 3.4.:** Visualisierung eines Wochenverlaufs der Energiesystemanalyse: stündliche Stromerzeugung, Speicherentladung und Importenergie sowie Stromverbrauch, Überschüsse und Ladezustand des Speichers

werden die Modelle „pvlib“<sup>1,2</sup> in der Version v0.4.3 (Holmgren et al., 2016; Holmgren, Hansen & Mikofski, 2018) für die Berechnung der Stromerzeugung aus Photovoltaik, und „feedinlib“ in der Version v0.0.12 (Krien et al., 2019; oemof developing group, 2015) für die Berechnung der Stromerzeugung aus Windenergie verwendet. Datengrundlage ist zum einen die Solarstrahlung (Global- und Direktstrahlung auf die Horizontale) und zum anderen die Windgeschwindigkeit inkl. Luftdruck und Luftdichte (Geyer & Rockel, 2013; Geyer, 2014). Der Standort zur Festlegung des Wetterdatensatzes entspricht dem der Stadt Osnabrück (Längengrad: 8.0, Breitengrad: 52.3).

Der Wetterdatensatz deckt die Jahre 1998 bis 2014 ab und liegt in stündlicher Auflösung und für eine Höhe von 10 m vor. Für die Berechnung der Einspeiseleistung durch Windenergie wurde die Leistungskennlinie einer Enercon E 82 mit einer Nabenhöhe von 100 m verwendet (vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010, S. 96–97). Die Windgeschwindigkeit und Luftdichte auf Nabenhöhe werden auf Basis des logarithmischen Windprofils und der barometrischen Höhenformel ermittelt. Die Umrechnung auf die geneigte Ebene zur Berechnung der PV-Einspeiseleistung erfolgte mit pauschalen Werten für Azimut- ( $180^\circ$ ) und Neigungswinkel ( $30^\circ$ ) und einem Albedowert von 0,2.

<sup>1</sup>Weblink zur Dokumentation der Version v0.4.3: <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/v0.4.3/> [07.08.2020].

<sup>2</sup>Weblink zur Dokumentation der jeweils aktuellen Entwicklungsversion: <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/latest/> [07.08.2020].

Die jeweils für die Technologien Windenergie und Photovoltaik resultierende normierte Zeitreihe  $P_{norm}(t)$  wird zur Berechnung der absoluten zeitschrittaufgelösten Einspeisung entweder mit vorgegebenen installierten Leistungen (und mit der Zeitschrittweite  $\tau$ ) multipliziert oder geht als Randbedingung in das zu optimierende Gleichungssystem ein (vgl. Gleichung 3.9).

$$E_{gen}(i, t) = P_{norm}(i, t) \cdot P_{inst}(i) \cdot \tau \quad (3.9)$$

für  $i \in \{Wind, PV\}$  und  $t \in \mathbb{N}$

### 3.1.5. Modell zur Abbildung des Speichers

Die Speicherfunktion des Energiesystems wird mit entsprechenden Randbedingungen im Modell abgebildet. Gleichung 3.10 bilanziert den Speicherstand für jeden Zeitschritt  $t$  des betrachteten Zeitraums, indem die be- und entladene Energie innerhalb des Zeitschritts  $t$  vom Speicherstand  $Cap_{Storage}$  des jeweiligen vorangegangenen Zeitschritts  $t - 1$  unter Berücksichtigung der Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade,  $\eta_{in}$  und  $\eta_{out}$ , addiert bzw. abgezogen wird.

$$Cap_{Storage}(t) = Cap_{Storage}(t - 1) - \frac{E_{Storage,out}(t)}{\eta_{out}} + E_{Storage,in}(t) \cdot \eta_{in} \quad (3.10)$$

Die Gleichungen 3.11 und 3.12 verknüpfen die Energie, die zu jedem Zeitschritt  $t$  in oder aus dem Speicher fließt,  $E_{Storage,in}$  oder  $E_{Storage,out}$ , mit der zu installierenden Ein- sowie Ausspeicherleistung,  $P_{Storage,in,invest}$  und  $P_{Storage,out,invest}$  unter Verwendung der Zeitschrittweite  $\tau$ . Die Energie, die in jedem Zeitschritt fließt, darf nicht größer sein als die Energie, die die jeweilige installierte Leistung bereitstellen kann.

$$E_{Storage,in}(t) \leq P_{Storage,in,invest} \cdot \tau \quad (3.11)$$

$$E_{Storage,out}(t) \leq P_{Storage,out,invest} \cdot \tau \quad (3.12)$$

Die Gleichungen 3.13 und 3.14 verknüpfen wiederum die zu investierenden Ein- und Ausspeicherleistungen,  $P_{Storage,in,invest}$  und  $P_{Storage,out,invest}$ , über das Leistungs-Kapazitäts-Verhältnis  $C$  mit der zu investierenden Speicherkapazität  $Cap_{Storage,invest}$ .

$$P_{Storage,in,invest} = C \cdot Cap_{storage,invest} \quad (3.13)$$

$$P_{Storage,out,invest} = C \cdot Cap_{storage,invest} \quad (3.14)$$

Die Gleichungen 3.15 und 3.16 sorgen dafür, dass sich der absolute Füllstand des Speichers  $Cap_{Storage}$  zu jedem Zeitpunkt  $t$  zwischen den minimalen und maximalen Ladezuständen,  $SOC_{min}$  und  $SOC_{max}$ , befindet. Ein Verlust durch Selbstentladung wurde vernachlässigt.

$$Cap_{Storage}(t) \geq Cap_{Storage,invest} \cdot SOC_{min} \quad (3.15)$$

$$Cap_{Storage}(t) \leq Cap_{Storage,invest} \cdot SOC_{max} \quad (3.16)$$

### 3.1.6. Modell zur Abbildung der Biogasanlage

Das Biogas-Modell besteht aus den drei Komponenten Biogas, Gasspeicher und BHKW. Der Einsatz von Biogas zur Stromerzeugung wird in drei Varianten modelliert. In der ersten Variante ist die Stromerzeugung des Biogas-BHKW konstant, d. h. dass das produzierte und in den Gasspeicher fließende Biogas in jedem Zeitschritt direkt entnommen und ins BHKW geleitet wird. Der Gasspeicher füllt sich dadurch nie. In der zweiten Variante wird die BHKW-Leistung im Vergleich zu der für die konstante Stromproduktion benötigten Leistung verdoppelt. Damit ist eine flexible Fahrweise und eine Zwischenspeicherung von Biogas möglich. In einer dritten Variante wird die BHKW-Leistung nicht vorgegeben, sondern geht als Optimierungsvariable in das Gleichungssystem ein. Das BHKW wird stromgeführt modelliert. Die gleichzeitig erzeugte Wärme wird nicht betrachtet.

Die Gleichungen 3.17 und 3.18 begrenzen die stündliche und jährliche Nutzung der Biogas-Ressource  $E_{Biogas,ch}$  auf das jährliche Potenzial  $E_{Biogas,ch,potential}$ .

$$\sum_{t=1}^{8760} E_{Biogas,ch}(t) \leq E_{Biogas,ch,potential} \quad (3.17)$$

$$E_{Biogas,ch}(t) \leq E_{Biogas,ch,potential} \quad (3.18)$$

Die Gleichungen 3.19 und 3.20 begrenzen den elektrischen Output des BHKW  $E_{BHKW,el}$ . Sie verknüpfen ihn einerseits mit der installierten Leistung  $P_{inst,BHKW}$  über die Zeitschrittweite  $\tau$  und mit der Nutzung der Biogas-Ressource  $E_{Biogas,ch}$  über den elektrischen Wirkungsgrad  $\eta_{el}$ .

$$E_{BHKW,el}(t) \leq E_{Biogas,ch}(t) \cdot \eta_{el} \quad (3.19)$$

$$E_{BHKW,el}(t) \leq P_{inst,BHKW}(t) \cdot \tau \quad (3.20)$$

Durch Vorgabe der BHKW-Leistung mit den o. g. Gleichungen kann ein konstanter elektrischer Output simuliert werden. Das BHKW wird in diesem Fall so dimensioniert, dass das Biogas-Potenzial in jedem Zeitschritt des Jahres konstant genutzt wird. Für den Fall einer flexiblen Nutzung wurde die BHKW-Leistung mit dem Faktor 2 multipliziert oder als Optimierungsvariable offengelassen.

## 3.2. Definition von Kennwerten zur Parametrierung und Bewertung der Ergebnisse

Zur Parametrierung des Optimierungsproblems sowie zur anschließenden Bewertung der Ergebnisse werden verschiedene Kennwerte benötigt. Kennwerte, die nicht direkter Input bzw. direktes Ergebnis der Optimierung sind, sondern im Vorfeld oder im Anschluss berechnet werden, werden im Folgenden definiert.

### 3.2.1. Definition des Autarkiegrads

Der Autarkiegrad als Bestandteil der Randbedingung zur Begrenzung der Importenergie wurde bereits in den Gleichungen 3.7 und 3.8 verwendet. Dieser bezieht sich in Abgrenzung zur bilanziellen Autarkie auf die tatsächlich innerhalb der Systemgrenzen verbrauchte Energie. Er wird im Folgenden als real energetischer Autarkiegrad  $a_{Real}$  bezeichnet.

Der real energetische Autarkiegrad  $a_{Real}$  ist das Verhältnis aus der Jahressumme der in jedem Zeitschritt des Jahres direkt zur Verbrauchsdeckung eingesetzten Energie und dem Verbrauch innerhalb eines Jahres (vgl. Gleichung 3.21). Die eingesetzte Energie kann direkt aus den zur Verfügung stehenden Erzeugungsanlagen kommen ( $E_{gen,direct}$ ) oder über die Speicherentladung ( $E_{storage,out}$ ) zeitlich ausgeglichen werden. Gleichung 3.22 ist eine äquivalente Berechnungen für den real energetischen Autarkiegrad und entspricht der Vorgehensweise zur Definition der Importenergie über die Randbedingungen.

$$a_{Real} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} (E_{gen,direct}(t) + E_{storage,out}(t))}{\sum_{t=1}^{8760} E_{demand}} \quad (3.21)$$

$$a_{Real} = 1 - \frac{\sum_{t=1}^{8760} E_{Import}(t)}{\sum_{t=1}^{8760} E_{demand}(t)} \quad (3.22)$$

Für die Auswertung zusätzlich nötig sind die Berechnung der bilanziellen Autarkie und der Autarkie, die sich auf die maximal bezogene Leistung von außerhalb der Systemgrenze bezieht, im Folgenden als Leistungsautarkie bezeichnet. Der bilanzielle

Autarkiegrad  $a_{Bilanz}$  ist in Gleichung 3.23 definiert, die Leistungsautarkie  $a_{Leistung}$  in Gleichung 3.24.

$$a_{Bilanz} = \frac{\sum_i \sum_{t=1}^{8760} E_{gen}(i, t)}{\sum_{t=1}^{8760} E_{demand}(t)} \quad (3.23)$$

$$a_{Leistung} = 1 - \frac{P_{max,grid}}{P_{max,demand}} \quad (3.24)$$

### 3.2.2. Definition der spezifischen Systemkosten

Die ermittelten minimalen Systemkosten werden auf Basis von spezifischen Systemkosten miteinander verglichen. In den Gesamtsystemkosten sind die absoluten Investitions- und Betriebskosten aller Erzeugungstechnologien und Speicher, die Kosten der Biogasressource und die Kosten des Imports enthalten. Zur Ermittlung der spezifischen Systemkosten werden die Gesamtkosten eines Jahres auf den Verbrauch bezogen und entsprechend Gleichung 3.25 definiert. Dabei enthält der Zähler auch die Technologien, die als Szenario vorgegeben und nicht durch die Zielfunktion optimiert werden. Die Gleichung in dieser Ausführung setzt voraus, dass die jährlich produzierte Strommenge und die jährlichen Betriebskosten für den gesamten Investitionszeitraum als konstant angenommen werden.

$$\frac{\sum_i ((Capex(i) \cdot CRF(i) + Opex_{fix}(i)) \cdot P_{inst}(i)) + \sum_j \sum_t (Opex_{var}(j) \cdot E_{gen}(j, t))}{\sum_t E_{Demand}(t)} \quad (3.25)$$

für  $i \in \{Wind, PV, BHKW, Storage\}$   
 und  $j \in \{Wind, PV, Biogas, Storage, Import\}$   
 und  $t \in \mathbb{N}$

### 3.3. Verwendung des Modellierungsframeworks oemof

Alle Modelle wurden unter Verwendung des Open-Source-Modellierungsframeworks oemof in den Versionen v0.1.4<sup>3</sup> (oemof Developer Group, 2017) und v0.2.2<sup>4</sup> (oemof developer group, 2018) erstellt. oemof steht für „open energy modelling framework“<sup>5</sup> und wird öffentlich auf der Entwicklungsplattform GitHub entwickelt<sup>6,7</sup> (vgl. Hilpert et al., 2018). Die Software ist in Python unter Verwendung der mathematischen Modellierungssprache Pyomo programmiert.

Der Modellierungsframework oemof basiert auf dem Open-Source-Ansatz, dem Vorteile in der Wissenschaft hinsichtlich einer Erhöhung der Transparenz und einer Reproduzierbarkeit der verwendeten Methodik sowie eines größeren Fokus auf die Weiterentwicklung bestehender Modelle zugeschrieben werden (vgl. u. a. Wiese, Hilpert, Kaldemeyer & Pleßmann, 2018; Morrison, 2018). Die Modelle, die im Rahmen dieser Arbeit entwickelt wurden, sind ebenfalls auf GitHub unter folgendem Link zu finden: <https://github.com/rl-institut/eos> [07.08.2020]. Sie sind unter einer Open-Source-Lizenz veröffentlicht und stehen für weitere Forschungsprojekte zur Verfügung.

---

<sup>3</sup>Weblink zur Dokumentation der Version v0.1.4: <https://oemof.readthedocs.io/en/v0.1.4/> [07.08.2020].

<sup>4</sup>Weblink zur Dokumentation der Version v0.2.2: <https://oemof.readthedocs.io/en/v0.2.2/> [07.08.2020].

<sup>5</sup>Weblink zur offiziellen Projektseite: <https://oemof.org/> [07.08.2020].

<sup>6</sup>Weblink zum Modellframework auf GitHub: <https://github.com/oemof> [07.08.2020].

<sup>7</sup>Weblink zur Dokumentation der jeweils aktuellen Entwicklungsversion: <https://oemof.readthedocs.io/en/latest/> [07.08.2020].





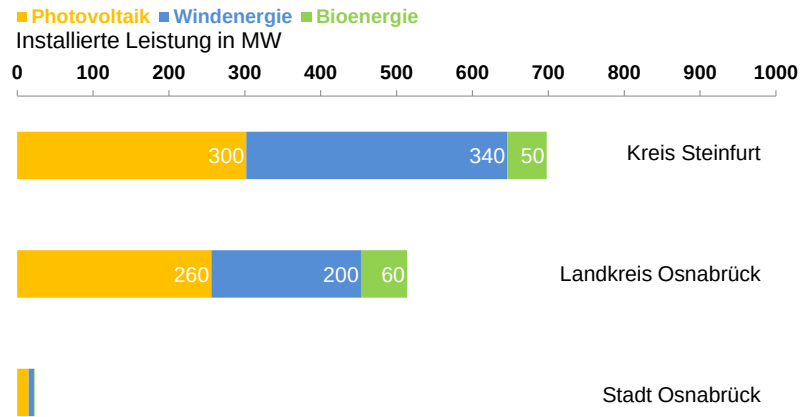
## 4. Szenarien und Datenbasis

Im folgenden Kapitel wird die Untersuchungsregion vorgestellt (Abschnitt 4.1) und die Methodik mit der entsprechenden Datenbasis und den Szenarien konkretisiert. Hierfür werden die Annahmen für die technischen und ökonomischen Modellparameter präzisiert (Abschnitt 4.2) und die auf Regions- und Quartiersebene untersuchten Szenarien beschrieben (Abschnitte 4.3.1 und 4.3.2). In Abschnitt 4.3.3 werden abschließend die Parameter der Sensitivitätsanalyse erläutert.

### 4.1. Die Untersuchungsregion Osnabrück-Steinfurt

Die Untersuchungsregion Osnabrück-Steinfurt besteht aus vier Masterplanregionen mit jeweils einem eigenständigen Masterplan, die zusammen einen Verbund bilden. Die vier Masterplanregionen teilen sich auf in zwei ländlich geprägte Regionen, die Landkreise Osnabrück und Steinfurt (Landkreis Osnabrück: ca. 357.000 Einwohner, Kreis Steinfurt: ca. 448.000 Einwohner) und zwei mittelgroße Städte, Osnabrück und Rheine (Osnabrück: ca. 165.000 Einwohner, Rheine: ca. 76.000 Einwohner). Die Stadt Rheine gehört geographisch und administrativ zum Kreis Steinfurt, erarbeitet jedoch einen eigenen Masterplan. Die Fläche der gesamten Region entspricht mit 4.040 km<sup>2</sup> ungefähr 1,13 % der Fläche Deutschlands, während ihre Einwohnerzahl ca. 1,26 % der Bevölkerung Deutschlands ausmacht. Damit ist sie nur leicht dichter besiedelt als Deutschland im Durchschnitt (240 im Vergleich zu 232 Einwohner pro km<sup>2</sup>, Stand: Ende 2018).

Die Abbildung 4.1 gibt einen Überblick über die aktuelle Stromversorgungssituation in der Region und bildet den derzeitigen Stand (2016) der installierten Erneuerbaren Energien Photovoltaik, Windenergie und Bioenergie ab (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), 2016). Dabei wird zwischen den Teilregionen auf Kreisebene und zwischen Photovoltaik, Wind- und Bioenergie unterschieden. Geothermie und Wasserkraft sind vernachlässigbar klein und folglich nicht dargestellt. Klärgas wurde ebenfalls nicht berücksichtigt. Daneben produziert derzeit noch das



**Abbildung 4.1.:** Istzustand des Ausbaus von Photovoltaik, Wind- und Bioenergie in der Masterplanregion, Stand 2016 (Datenquelle: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) (2016))

Steinkohlekraftwerk Ibbenbüren mit einer installierten Nettoleistung von 794 MW Strom innerhalb der Region (vgl. RWE AG, 2019).

Im Forschungsprojekt „EOS – Energiespeicherlösungen der Region Osnabrück-Steinfurt“ wurde ermittelt, dass konventionelle Pumpspeicherkraftwerke aufgrund geographischer Gegebenheiten in der Untersuchungsregion nicht realisierbar sind. Eine Nachnutzung des Ibbenbüerer Steinkohlebergwerks als Untertagepumpspeicher ist derzeit nicht vorgesehen. Druckluftspeicher haben ebenfalls kein Potenzial in der Region, da keine Verbringungsoption für die bei Errichtung anfallende Salzsole vorhanden ist. Für die Power-to-Gas-Technologie sind eine Anbindung an das Gasnetz und ausreichend CO<sub>2</sub>-Quellen vorhanden. Für die Errichtung von Batterien gibt es keine besonderen Anforderungen (vgl. Möller, Kuhnke, Reckzügel, Pfisterer & Rosenberger, 2016).

## 4.2. Allgemeine Datenbasis

Im Folgenden werden die technischen und ökonomischen Parameter für die Basis-szenarien vorgestellt.

### 4.2.1. Technische Parameter

Die Verbrauchskomponente des Energiesystems wird anhand eines Bedarfsprofils parametrisiert. Für die regionale Betrachtung (vgl. Abbildung 3.1) entspricht das

Bedarfsprofil dem vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten Profil aus dem Jahr 2013 (ENTSO-E, 2018). Dieses wird anhand des jährlichen Strombedarfs der jeweiligen untersuchten Region (vgl. Tabelle 4.4) skaliert. Die Annahme des ENTSO-E-Lastgangs gilt als vereinfacht, da das Bedarfsprofil Deutschlands vermutlich geglätteter ist als auf regionaler Betrachtungsebene, wird aber für den Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit als ausreichend eingeschätzt.

Für die Untersuchungen auf der Quartiersebene (vgl. Abbildung 3.2) kommen 74 gemessene Haushaltslastprofile (Tjaden, Bergner, Weniger & Quaschnig, 2015; Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, o.D.) und die Standardlastprofile des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (Fünfgeld & Tiedemann, 2000) zur Anwendung. Die gemessenen Haushaltslastprofile werden direkt mit ihren absoluten Werten verwendet, die Standardlastprofile auf die jeweils gegebenen Verbräuche des untersuchten Quartiers skaliert. Für alle Basissimulationen auf Regions- und Quartiersebene werden die Einspeiseleistungen für Windenergie und Photovoltaik mit dem Wetterjahr 2005 berechnet (vgl. Abschnitt 3.1.4). Für das Biogas-BHKW wird ein elektrischer Wirkungsgrad von 0,38 angenommen.

Die Speicherkomponente wird auf ihre elementaren Eigenschaften reduziert und als universelle Technologie abgebildet (vgl. Abschnitt 3.1.5). Tabelle 4.1 enthält die technischen Parameter, die die generische Speichertechnologie beschreiben. Der Zyklenwirkungsgrad liegt mit 80 % im Mittelfeld gängiger Speichertechnologien. Zur Vereinfachung wird der Parameter für den Zyklenwirkungsgrad als Wirkungsgrad für den Ausspeichervorgang berücksichtigt. Das Verhältnis von Lade- und Entladeleistung zur Speicherkapazität wird mit 1 angenommen, d. h. dass der Speicher innerhalb einer Stunde be- oder entladen werden kann. Beschränkungen, die durch geringere Werte beim Laden und Entladen entstehen könnten werden damit vermieden. Insbesondere in den regionalen Untersuchungen wird kein konkreter Speicher abgebildet, sondern die Kapazität für eine gesamte Region aggregiert betrachtet. Somit werden Speicherzustände und spezifische Beschränkungen einzelner Speicher nicht im Detail abgebildet. Auch die nutzbare Kapazität wird nicht eingeschränkt und liegt bei 100 % der Speicherkapazität. Detaillierte Werte für verschiedene Speichertechnologien, die in der Sensitivitätsanalyse verwendet werden, sind in Abschnitt 4.3.3 zu finden.

#### **4.2.2. Ökonomische Parameter**

Tabelle 4.2 listet die Annahmen für Investitions- und Betriebskosten, die als Parameter für die Basisszenarien dienen, auf. Sie stellen die Randbedingungen, die

**Tabelle 4.1.:** Technische Parameter für das Batteriespeichermodell

	Generische Speichertechnologie
Zyklenwirkungsgrad	0,80
Verhältnis Leistung/Kapazität	1
Nutzbare Kapazität	0–100 %

im Fall der Optimierung des Zubaus an Technologien auf minimale Systemkosten getroffen werden, dar. Im Fall der Berechnung der Speicherkapazität mit vorgegebenen Ausbauszenarien dienen diese Annahmen der nachträglichen Berechnung der Systemkosten. Neben den Annahmen zur Berechnung der Annuität (spezifische Investitionskosten, Investitionszeitraum, gewichteter Kapitalkostensatz (WACC)) ist auch die resultierende Annuität, angegeben. Die Annuität und die jährlichen fixen Betriebskosten sind Basis für die Parametrierung der Entscheidungsvariablen. Variable Betriebskosten für die Technologien werden vernachlässigt. Variable Kosten in Form von Brennstoffkosten und Kosten für die importierte Energie sind in Tabelle 4.3 angegeben. Da die Berechnungen auf einer Gesamtsystemkostenanalyse basieren, werden Kostenbestandteile, die durch regulatorische Rahmenbedingungen zustande kommen, nicht berücksichtigt und Kosten für einen umlagebefreiten deutschen Strommix angesetzt. Für die Berechnungen auf Quartiersebene sind nur die Kosten der Photovoltaik und des Batteriespeichers aus Tabelle 4.2 und der Strombezug aus dem übergeordneten Netz aus Tabelle 4.3 wesentlich.

### 4.3. Aufstellung von Szenarien

Im Folgenden werden die Szenarien auf Regions- und Quartiersebene, die den Speicherbedarf und die Systemkosten entlang verschiedener Systemebenen und Vernetzungsgrade untersuchen, beschrieben.

#### 4.3.1. Szenarien und Datenbasis auf Regionsebene

Grundlage für die Szenarien auf Regionsebene bilden die für die Untersuchungsregion festgelegten Ziele zum Ausbau EE (Windenergie, PV, Bioenergie) und zur Senkung des Stromverbrauchs für verschiedene Zieljahre. Im Szenarien-Ansatz werden die Ausbauziele der Masterplanszenarien als Modellparameter vorgegeben und die Speicherkapazitäten berechnet. Zum Vergleich werden die Erzeugungs- und Spei-

**Tabelle 4.2.:** Ökonomische Parameter der Systemkomponenten

	Wind- energie	Photo- voltaik	Batterie- speicher	Biogas- anlage
Spez. Investitionskosten <sup>a</sup>	1.250 <sup>b</sup>	750 <sup>c</sup>	400 <sup>d</sup>	2.000 <sup>e</sup>
Investitionszeitraum in a	20	25	10	30
WACC <sup>f</sup>	2,5 %	1,8 %	1,8 %	2,7 %
Resultierende Annuität <sup>a</sup>	80,18	37,52	44,07	98,12
Jährliche fixe Betriebskosten <sup>a,g</sup>	30	20	10	60

<sup>a</sup> In EUR/kW (Batteriespeicher: in EUR/kWh).

<sup>b</sup> Die spezifischen Investitionskosten von Onshore-Windenergie bewegen sich aktuell zwischen 1.000 und 1.500 EUR/kW (International Renewable Energy Agency, 2018; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2018; Schröder, Kunz, Meiss, Mendelevitch & von Hirschhausen, 2013). Der angenommene Wert liegt im Mittelfeld. Eine Kostensenkung für die Zukunft wird nicht angenommen.

<sup>c</sup> Die derzeitigen spez. Investitionskosten der Photovoltaik liegen zwischen 600 bis 1.400 EUR/kW (vgl. International Renewable Energy Agency, 2018, S. 2). Auch Annahmen für die zukünftige Entwicklung gehen in der Literatur weit auseinander. In einer Studie des Fraunhofer ISE von 2012 wird noch von 1.000 EUR/kW für das Zieljahr 2050 ausgegangen (vgl. Henning & Palzer, 2012, S. 33). Schill und Zerrahn (2018, S. 167) gehen für dasselbe Zieljahr bereits von 425 EUR/kW aus. Der angenommene Wert orientiert sich an den zitierten Studien.

<sup>d</sup> Die spezifischen Investitionskosten für Batteriespeicher beziehen sich im Basisszenario nur auf die Kapazität. Sie sind eher konservativ abgeschätzt auf Basis von Annahmen in International Renewable Energy Agency (2015, S. 30), Ausfelder et al. (2015, S. 57) und Kondziella, Brod, Bruckner, Olbert und Mes (2013, S. 256). Eine breitere Bandbreite der ökonomischen Annahmen für Speichertechnologien und die Aufteilung in kapazitäts- und leistungsbezogene Kosten ist Bestandteil des Abschnitts 4.3.3.

<sup>e</sup> Basierend auf den Annahmen in International Renewable Energy Agency (2018, S. 10).

<sup>f</sup> Weighted average cost of capital. Werte nach Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2018, S. 11). Der Wert für den Batteriespeicher wurde dem der PV gleichgesetzt.

<sup>g</sup> Windenergie: 30 EUR/kW; Photovoltaik: 2,5 %, Biogasanlage: 4,0 % der spez. Investitionskosten (vgl. International Renewable Energy Agency, 2018, S. 11); Batteriespeicher: eigene Annahme.

**Tabelle 4.3.:** Brennstoffkosten und Stromimport

	Variable Kosten
Substrat für Biogas	0,0303 EUR/kWh <sub>th</sub> <sup>c</sup>
Stromimport <sup>a</sup>	0,067 EUR/kWh <sub>el</sub> <sup>d</sup>
Netzbezug <sup>b</sup>	0,300 EUR/kWh <sub>el</sub>

<sup>a</sup> Systemsicht.<sup>b</sup> Betriebswirtschaftliche Sicht der Quartiersszenarien.<sup>c</sup> Vgl., International Renewable Energy Agency (2018, S. 13).<sup>d</sup> Umlagebefreiter Strommix, berechnet mit dem prozentualen Wert für die Strombeschaffung (22,4 %) aus der beispielhaften Strompreiszusammensetzung für Haushaltskunden nach Bundesnetzagentur (2018) und Strombezugskosten von 0,30 EUR/kWh.

cherkapazitäten auf Basis einer Optimierung auf minimale Systemkosten ermittelt, für das die in Abschnitt 4.2.2 vorgestellten ökonomischen Parameter die Grundlage bilden. Die Simulationen werden zudem unter Vorgabe verschiedener real energetischer Autarkiegrade durchgeführt, die anders als in den Energiekonzepten der Regionen nur die direkt verbrauchte oder aus dem Speicher bezogene Energie berücksichtigen (vgl. Gleichungen in Abschnitt 3.2.1).

Tabelle 4.4 enthält den jährlichen Strombedarf, die zu installierenden Leistungen für Windenergie und Photovoltaik und das jährliche Biogaspotenzial für die Zieljahre 2030 und 2050 entsprechend der Masterplanszenarien der Teilregionen auf Kreisebene. Die Werte wurden teilweise, je nach Verfügbarkeit in den Masterplänen, in die benötigten Eingangswerte für das Modell umgerechnet. Vorgegeben werden die zu installierenden Leistungen der EE, die zur Verfügung stehende Biogasmenge und der Stromverbrauch.

Die Ziele der Teilregionen weisen zum Teil deutliche Unterschiede auf. Während der Ausbau von Windenergie bis zum Jahr 2050 im Kreis Steinfurt mit nahezu 1.500 MW geplant ist, hat die Stadt Osnabrück nur ein Potenzial von 30 MW. Das entspricht weniger als 1,5 % der gesamten in der Masterplanregion geplanten Ausbaupotenziale für Windenergie. Auch der Landkreis Osnabrück weist nur knapp die Hälfte des Potenzials des Kreises Steinfurt auf. Die Pläne für den Ausbau von PV in der Stadt Osnabrück sind deutlich ambitionierter als die der Windenergie. Hier liegt der Anteil der Stadt am Ausbaupotenzial der Gesamtregion bei rund 12 %. Die Ausbauziele für PV im Kreis Steinfurt sind deutlich niedriger als die der

**Tabelle 4.4.:** Ausbauziele Erneuerbarer Energien und Strombedarf aus den Masterplänen der drei Teilregionen auf Kreisebene für die Zieljahre 2030 und 2050 (Datenquellen: Kreis Steinfurt (2013), Landkreis Osnabrück (2014), Stadt Osnabrück (2014))

	Jahr	Installierte Leistung		Biogas-Potenzial in GWh/a	Strombedarf in GWh/a
		Wind-energie in MW	Photo-voltaik in MW		
Kreis Steinfurt	2030	1.000	582	1.459	2.255
Kreis Steinfurt	2050	1.465	1.134	1.112	2.124
Landkreis Osnabrück	2030	499	721	732	1.997
Landkreis Osnabrück	2050	695	1.380	742	2.097
Stadt Osnabrück	2030	17	188	53	913
Stadt Osnabrück	2050	30	355	79	883
Summe (Masterplanregion)	2030	1.516	1.491	2.244	5.165
Summe (Masterplanregion)	2050	2.190	2.869	1.933	5.104

Windenergie. Der Landkreis Osnabrück weist zudem höhere Werte für den Ausbau der Photovoltaik als der Kreis Steinfurt auf.

Die Tabelle 4.5 zeigt, welche Systemebenen miteinander verglichen und anhand welcher Szenarien die Analysen durchgeführt werden. Grundsätzlich wird zwischen einer Speicherbedarfsberechnung anhand der Masterpläne und einer Kostenoptimierung der zu installierenden Leistungen unterschieden. Zunächst wird der Speicherbedarf in den beiden ländlichen Teilregionen Kreis Steinfurt und Landkreis Osnabrück auf Basis der Masterplanziele mit verschiedenen Autarkiegraden berechnet (Szenarien 1 bis 6). Im zweiten Schritt werden die beiden ländlichen Teilregionen vernetzt (Szenarien 7 bis 9) und mit der Summe der Ergebnisse der individuellen Betrachtung der Teilregionen verglichen. Anschließend wird die Stadt Osnabrück mitberücksichtigt und die Vernetzung mit dem Umland in zwei Vernetzungsszenarien (Szenarien 10 bis 12: Vernetzung nur mit dem direkt umliegenden Landkreis Osnabrück, Szenarien 13 bis 15: Hinzunahme des Kreises Steinfurt und damit Vernetzung der gesamten Masterplanregion) untersucht.

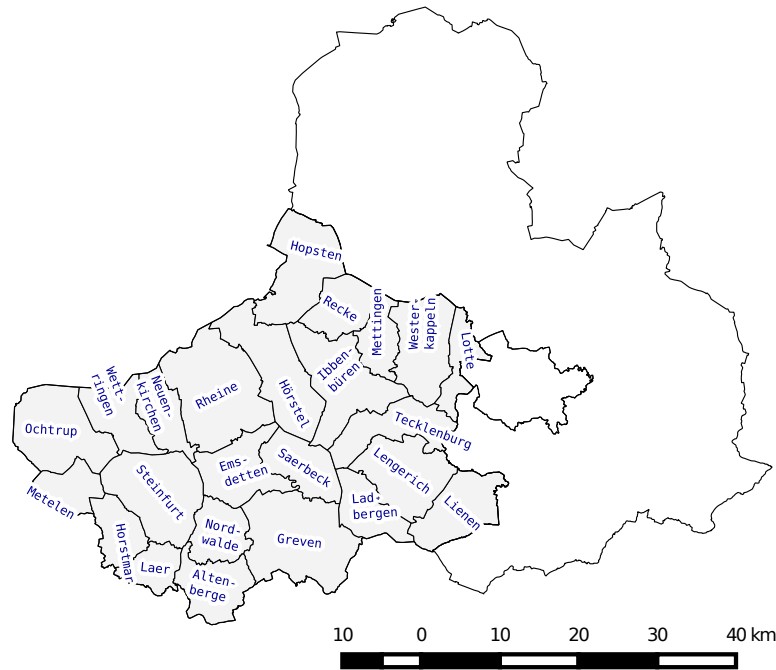
Zuletzt werden die Basissimulationen auf die Gemeindeebene des Kreises Steinfurt angewendet und hier im ersten Schritt jede der Gemeinden autark betrachtet (Szenario 16). Im zweiten Schritt (Szenario 17) werden jeweils zwei der Gemeinden miteinander vernetzt. Für die Untersuchung auf Gemeindeebene werden die Daten der Klimaschutzszenarien, die sich auf das Masterplanjahr 2050 beziehen, verwendet. Die detaillierten Werte sind der Tabelle A.6 und der Abbildung A.1 im Anhang zu

**Tabelle 4.5.:** Systemebenen der Basisszenarien auf Regionsebene (entsprechend Abbildung 2.2)

Nr.	Systemebene <sup>a</sup>	Ausbau EE <sup>b</sup>			Autarkie- grad 70–90 % <sup>c</sup>
		MP 2030	MP 2050	KO	
1	Kreis Steinfurt (KRST)	✗			✗
2	Kreis Steinfurt (KRST)		✗		✗
3	Kreis Steinfurt (KRST)			✗	✗
4	Landkreis Osnabrück (LKOS)	✗			✗
5	Landkreis Osnabrück (LKOS)		✗		✗
6	Landkreis Osnabrück (LKOS)			✗	✗
7	Vernetzung KRST und LKOS (V1)	✗			✗
8	Vernetzung KRST und LKOS (V1)		✗		✗
9	Vernetzung KRST und LKOS (V1)			✗	✗
10	Vernetzung LKOS und Stadt (V2)	✗			✗
11	Vernetzung LKOS und Stadt (V2)		✗		✗
12	Vernetzung LKOS und Stadt (V2)			✗	✗
13	Vernetzung Gesamtregion (V3)	✗			✗
14	Vernetzung Gesamtregion (V3)		✗		✗
15	Vernetzung Gesamtregion (V3)			✗	✗
16	24 GM Kreis Steinfurt <sup>d</sup>		✗		✗ <sup>e</sup>
17	Vernetzung von jeweils zwei GM <sup>d</sup>		✗		✗ <sup>e</sup>

<sup>a</sup> V1 bis V3: Vernetzungsszenarien 1 bis 3, GM: Gemeinden.<sup>b</sup> MP: Masterplan, KO: Kostenoptimum.<sup>c</sup> In 5-%-Schritten. Die Version „ohne vorgegebenen Autarkiegrad“ (wie in den Quartierssszenarien) wird auch berücksichtigt, spielt aber in den Regionsszenarien eine untergeordnete Rolle.<sup>d</sup> Zwei Varianten: 1) ohne Biogaspotenzial, 2) mit Biogaspotenzial aus dem Masterplan des Kreises Steinfurt.<sup>e</sup> Nur 80 und 90 % wurden untersucht.





**Abbildung 4.2.:** Geographische Lage und Namen der Gemeinden des Kreises Steinfurt

entnehmen. In Abbildung 4.2 ist zudem die geographische Lage der 24 Gemeinden des Kreises Steinfurt visualisiert.

Die Untersuchungen auf Gemeindeebene beschränken sich auf die Klimaschutzszenarien und werden nicht durch eine Kostenoptimierung ergänzt. Da die Eingangsdaten und das Vorgehen dem der Landkreisebene entspricht, sind hier keine weiteren Erkenntnisse zu erwarten. Darüber hinaus werden die Berechnungen in zwei Varianten durchgeführt. In der ersten Variante wird kein Biogaspotenzial berücksichtigt, da dieses nicht in den Klimaschutzszenarien enthalten ist. Für eine zweite Variante wird das Biogaspotenzial aus dem Masterplan des Kreises Steinfurt verwendet und gleichmäßig auf die Gemeinden verteilt.

Die Kostenannahmen als Randbedingung der Kostenoptimierung und für die nachträgliche Ermittlung der Systemkosten sind auf kein bestimmtes Zieljahr bezogen, d. h. es gibt keine Unterschiede zwischen den Szenarienjahren 2030 und 2050. Die Szenarienjahre unterscheiden sich ausschließlich in den Potenzialen der Systemtechnologien und im Stromverbrauch. Für Variation in den Kosten dienen die Sensitivitätsanalysen. Im Fall der Optimierung der installierten Leistungen der Systemtechnologien auf minimale Systemkosten wird jeweils der Stromverbrauch und das Biogaspotenzial des Szenarienjahrens 2030 angenommen.

### 4.3.2. Szenarien und Datenbasis auf Quartiersebene

Auf der Quartiersebene wird anhand verschiedener Szenarien der Bedarf an Speicherkapazitäten im Vergleich zur Installation von Speichern in Einzelhaushalten für vorgegebene Autarkiegrade ermittelt. Neben der Systemoptimierung aus makroökonomischer Sicht wird, anders als auf Regionsebene, zusätzlich die mikroökonomische Perspektive der Akteure betrachtet. Anhand eines realen Beispielquartiers wird anschließend der Einfluss der Quartiersgröße untersucht und Sensitivitätsanalysen anhand der Variation der Lastgänge und der ökonomischen Parameter vorgenommen. Zusätzlich wird für ausgewählte Unternehmen der Untersuchungsregion das Geschäftsmodell des Peak-Shavings analysiert.

Tabelle 4.6 fasst die Szenarien und Variationen für die Quartiersebene zusammen. Die Technologieoptionen der Szenarien sind im Vergleich zu den Szenarien auf regionaler Ebene eingeschränkt und beinhalten nur noch Photovoltaik in Kombination mit Batteriespeichern. Zudem werden auch hier, ähnlich wie bei den Untersuchungen auf Regionsebene, Ausbauszenarien vorgegeben und das kostenoptimale System gegenübergestellt.

**Tabelle 4.6.:** Systemebenen der Basisszenarien auf Quartiersebene

Nr.	Systemebene	Ausbau PV		Autarkiegrad		
		PV-Ausbau	PV-KO <sup>a</sup>	50–70 % <sup>b</sup>	ohne SYS <sup>c</sup>	ohne BW <sup>d</sup>
18	73 HH vs. Quartier	<b>x</b>		<b>x</b>		
19	73 HH vs. Quartier	<b>x</b>			<b>x</b>	
20	73 HH vs. Quartier	<b>x</b>				<b>x</b>
21	73 HH vs. Quartier		<b>x</b>	<b>x</b>		
22	73 HH vs. Quartier		<b>x</b>		<b>x</b>	
23	73 HH vs. Quartier		<b>x</b>			<b>x</b>
24	Tussenhausen 1	<b>x</b>		<b>x</b>		
25	Tussenhausen 2	<b>x</b>		<b>x</b>		
26	Tussenhausen 3	<b>x</b>		<b>x</b>		
27	Tussenhausen 2	<b>x</b>				<b>x</b>

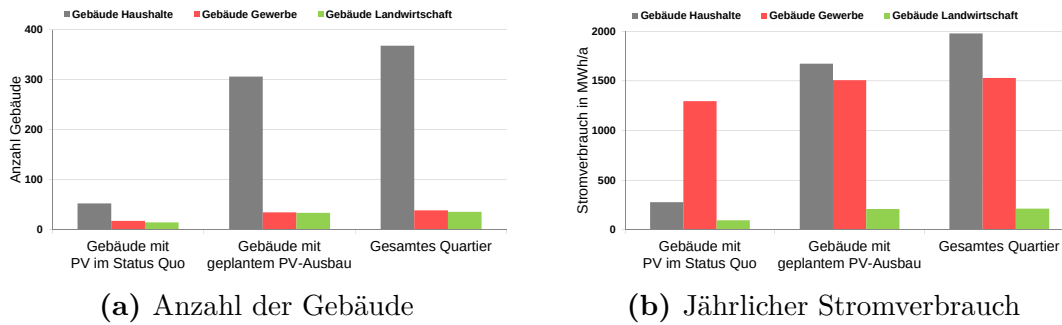
<sup>a</sup> KO: Kostenoptimum.

<sup>b</sup> In 10-%-Schritten.

<sup>c</sup> SYS: Systemsicht.

<sup>d</sup> BW: Betriebswirtschaftliche Sicht.

Für die Untersuchung der Quartiersebene werden zunächst Speicherbedarf und Systemkosten bei verschiedenen Autarkiegraden auf Basis eines fiktiven Zusammenschlusses von 73 Haushalten untersucht. Dieser fiktive Zusammenschluss basiert auf



**Abbildung 4.3.:** Gebäudestruktur des Beispielquartiers Tussenhausen (Datenquelle: Rascon, Schachler, Bühler, Resch und Sumper (2016))

**Tabelle 4.7.:** Anzahl Haushalte, jährlicher Stromverbrauch und installierte PV-Leistung der Quartiersebenen

	Anzahl Haushalte/ Gebäude	Stromver- brauch in MWh/a	Installierte PV-Leistung in kW <sup>a</sup>
Generisches Quartier	73 <sup>b</sup>	338	730
Generisches Quartier	74	347 <sup>c</sup>	740
Tussenhausen 1	84	1.670	2.134
Tussenhausen 2	375	3.390	7.538
Tussenhausen 3	446	3.719	7.538

<sup>a</sup> Beim generischen Quartier für das PV-Ausbauszenario.

<sup>b</sup> Ohne Lastprofil 46, s. Ergebnisbeschreibung in Abschnitt 6.1.

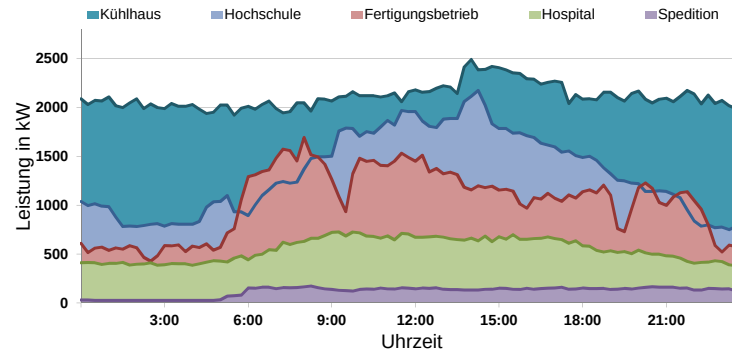
<sup>c</sup> Lastprofil 46 hat einen Verbrauch von 8,6 MWh.

73 gemessenen Lastprofilen von Einfamilienhäusern in Deutschland.<sup>1</sup> Die benötigte Speicherkapazität bei Annahme einer Installation in Einzelhaushalten (Residential Electricity Storage – RES) wird verglichen mit der Installation eines vernetzten Quartierspeichers (Community Electricity Storage – CES), der jeweils dieselben Haushalte versorgt.

Im zweiten Schritt wird die Untersuchung auf ein real existierendes Quartier mit vorgegebenem PV-Ausbaupfad übertragen (vgl. Abbildung A.2 im Anhang). Die Skalierung des Quartierslastgangs erfolgt mit Standardlastprofilen. Sie wurde entsprechend der Verteilung des Verbrauchs auf die Gebäudetypen vorgenommen, vgl. Abbildung 4.3. Tabelle 4.7 fasst die Kennwerte der Quartiersebenen zusammen.

Zusätzlich wurde die Installation von Batteriespeichern auf Basis des Geschäftsmodells des Peak-Shavings untersucht. Hierfür wurden Lastgänge von fünf Unterneh-

<sup>1</sup>Der verwendete Datensatz besteht aus 74 Lastprofilen (Hoffmann et al., 2012; Tjaden et al., 2015). Ein Lastprofil führte zu außergewöhnlichen Extremwerten in den Berechnungen und wurde für die Betrachtung der Haushalte und den Zusammenschluss zum Quartier nicht im Hauptergebnisteil berücksichtigt, s. Ergebnisbeschreibung in Abschnitt 6.1.



**Abbildung 4.4.:** Lastgänge der untersuchten Unternehmen. Es ist jeweils der Tag mit der Jahresmaximallast dargestellt.

**Tabelle 4.8.:** Jährliche Stromverbräuche der betrachteten Unternehmen

Lastgang	Stromverbrauch in MWh/a
Fertigungsbetrieb	5.729
Hochschule	7.852
Hospital	3.592
Kühlhaus	14.526
Spedition	760

men aus der Untersuchungsregion verwendet. Abbildung 4.4 stellt die Lastgänge der fünf untersuchten Unternehmen für den jeweiligen Tag, an dem die Jahresmaximallast auftritt, dar. Tabelle 4.8 liefert die zugehörigen Jahresverbräuche. Alle Unternehmen haben eine Jahresbenutzungsdauer von  $>2.500$  h/a und verfügen über Lastdaten mit einem Messintervall von 15 Minuten. Die Unternehmen stellten ihre Daten anonymisiert zur Verfügung und machten keine Aussagen darüber, in welcher Spannungsebene sie an das Netz angeschlossen sind. Anhand der maximalen Leistungsaufnahme und des jährlichen Energiebezugs kann jedoch bei allen fünf Unternehmen von der Mittelspannungsebene ausgegangen werden. Eine Auswertung der Leistungsentgelte von zwölf Netzbetreibern in der Mittelspannungsebene ergab eine Bandbreite von 49 bis 135 EUR/kW bei einer Jahresbenutzungsdauer  $>2.500$  h/a. Der Mittelwert des Leistungsentgelts der untersuchten Netzbetreiber liegt bei 87 EUR/kW. Dieser wurde für die Parametrierung des Netzbezugs verwendet. Alle weiteren Eingangsparameter sind detailliert in Möller, Pfeif, Faulstich und Rosenberger (2017) beschrieben.

### 4.3.3. Sensitivitätsanalysen

Neben den Basisszenarien, die Grundlage für den Großteil der Auswertungen sind, wurde für verschiedene Eingangsparameter und Randbedingungen geprüft, wie sensitiv die Ergebnisse reagieren. Folgende Bereiche wurden einer Sensitivitätsanalyse unterzogen: der Einsatz der Bioenergie, technische und ökonomische Parameter unterschiedlicher Speichertechnologien, die Wetterdaten zur Berechnung der Einspeiseleistungen von Windenergie und Photovoltaik und die angenommenen Lastprofile zur zeitlich aufgelösten Abbildung des Verbrauchs. Die verschiedenen Sensitivitätsuntersuchungen wurden aufgeteilt auf die Basisszenarien der Regions- und Quartiersbetrachtung. Auf Regionsebene werden die Sensitivitätsuntersuchungen ausgehend vom Basisszenario der gesamten Masterplanregion durchgeführt. Im Quartier dient das Beispielquartier Tussenhausen mit einer Größe von 375 Gebäuden als Basis für die Sensitivitätsanalyse.

Der Einsatz der Bioenergie wurde, zusätzlich zum unflexiblen Einsatz in den Basis-szenarien, in einer flexiblen und einer optimierten Variante untersucht. Die Randbedingungen beim flexiblen Einsatz sehen vor, dass die installierte elektrische Leistung des Biogas-BHKW verdoppelt wird. Tabelle 4.9 listet die installierten Leistungen für das Biogas-BHKW auf, die sich aus dem Biogas-Potenzial ergeben und bei konstantem und flexiblem Betrieb vorgegeben werden. Der flexible Einsatz der Bioenergie wird nur für die Masterplanregion ausgewertet. Die Aufteilung der installierten Leistungen auf die Teilregionen sind zusätzlich zur Information aufgeführt. Beim optimierten Einsatz geht die installierte Leistung des Biogas-BHKW als Optimierungsvariable in das Optimierungsproblem ein. Darüber hinaus wird immer der Einsatz des Biogas-BHKW, der sich aus der Kostenoptimierung aller Technologien ergibt, vergleichend herangezogen.

**Tabelle 4.9.:** Installierte elektrische Leistung des Biogas-BHKW

	Jahr	Installierte Leistung in MW	
		konstant	flexibel
Kreis Steinfurt	2030	63,3	126,6
Kreis Steinfurt	2050	48,2	96,5
Landkreis Osnabrück	2030	31,8	63,5
Landkreis Osnabrück	2050	32,2	64,4
Stadt Osnabrück	2030	2,3	4,6
Stadt Osnabrück	2050	3,4	6,9
Summe (Masterplanregion)	2030	97,3	194,7
Summe (Masterplanregion)	2050	83,9	167,7

In einer weiteren Sensitivitätsuntersuchung werden die Speichertechnologien genauer spezifiziert und die technischen und ökonomischen Annahmen im Vergleich zu den Annahmen der generischen Speichertechnologie variiert. Die verwendeten technischen Parameter der betrachteten Batterietechnologien Blei-Säure (Blei), Lithium-Ionen (Li-Ion), Natrium-Schwefel (NaS) und Redox-Flow sind in Tabelle 4.10 zu finden. Die Technologien unterscheiden sich technologisch in Wirkungsgrad und im Verhältnis von Leistung zu Kapazität. Das Leistungs-/Kapazitätsverhältnis der Redox-Flow-Technologie ist frei skalierbar. Ökonomisch wurde eine Aufteilung in kapazitäts- und leistungsbezogene Investitionskosten vorgenommen. Alle verwendeten ökonomischen Parameter sind in Tabelle 4.11 zu finden.

**Tabelle 4.10.:** Technische Parameter der Batteriespeichertechnologien in den Sensitivitätsanalysen

	Li-Ion	NaS	Blei	Redox-Flow
Zyklenwirkungsgrad	0,87	0,75	0,75	0,65
Verhältnis Leistung/Kapazität	1	1/6	1/2	—
Nutzbare Kapazität in %	0–100	0–100	0–100	0–100

**Tabelle 4.11.:** Ökonomische Parameter der Batteriespeichertechnologien in den Sensitivitätsanalysen

	Li-Ion	NaS	Blei	Redox-Flow	Generisch <sup>c</sup>
Spez. Investitionskosten <sup>a</sup>	110/450	100/330	110/130	580/270	—/400
Investitionszeitraum in a	20	15	10	25	10
WACC	1,8 %	1,8 %	1,8 %	2,5 %	1,8 %
Resultierende Annuität in EUR/kW	6,60	7,67	12,12	14,65	—
Resultierende Annuität in EUR/kWh	26,99	25,30	14,32	31,48	44,07
Jährliche fixe Betriebskosten <sup>b</sup>	10	10	10	10	10

<sup>a</sup> In EUR/kW (bezogen auf die Leistungseinheit)/in EUR/kWh (bezogen auf die Kapazitätseinheit); Annahmen für die Batteriespeichertechnologien auf Basis von Kondziella, Brod, Bruckner, Olbert und Mes (2013, S. 256) und Sauer (2013, S. 8–10,12,17), welche die Investitionskosten für Batterien nach Leistungs- und Kapazitätseinheit und tw. Anlagenperipherie aufschlüsseln.

<sup>b</sup> Die jährlichen Betriebskosten beziehen sich auf die zu installierende Kapazitätseinheit (in EUR/kWh), mit Ausnahme der Redox-Flow-Technologie (in EUR/kW).

<sup>c</sup> Zum Vergleich die Annahmen der generischen Speichertechnologie aus Tabelle 4.2.

## **5. Ergebnisse – Technisch-ökonomische Bewertung auf regionaler Ebene**

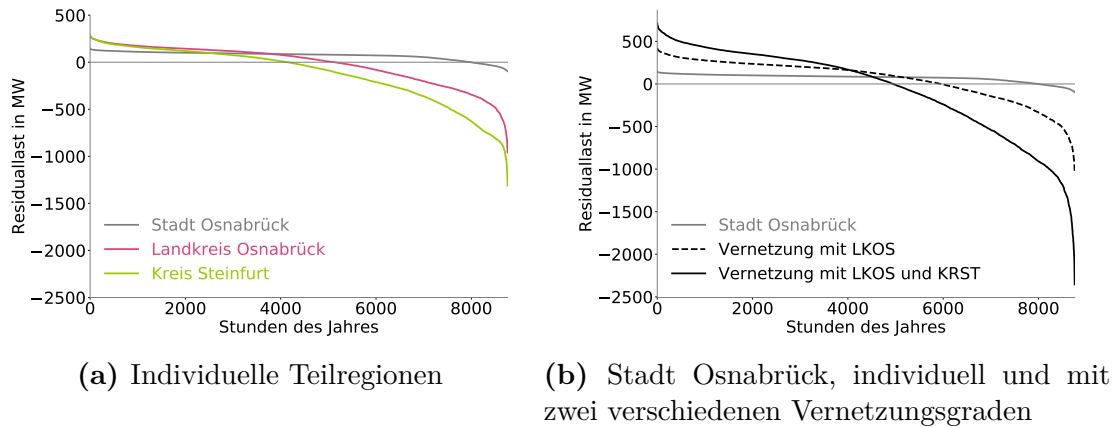
Im folgenden Kapitel wird Autarkie technisch-ökonomisch auf regionaler Systemebene untersucht. Ausgehend von den Ausbauzielen EE in den ländlichen und urbanen Regionen werden zunächst die Residuallasten ohne Speichereinsatz analysiert und die Potenziale von Stadt-Umland-Kooperationen abgeschätzt (Abschnitt 5.1). Darauf aufbauend wird eine Bandbreite an Speicherbedarfen und Systemkosten für verschiedene Systemgrößen (Gesamtregion, Landkreise, Gemeinden) und für verschiedene Autarkiegrade aufgezeigt. Gleichzeitig wird die Auswirkung verschiedener Vernetzungsgrade der Teilregionen untereinander untersucht (Abschnitte 5.2 und 5.3). Abschließend wird untersucht, wie sensitiv die Ergebnisse auf verschiedene Eingangsparameter reagieren (Abschnitt 5.4).

### **5.1. Vorgelagerte Residuallastanalyse und Potenziale von Stadt-Umland-Kooperationen**

Auf Basis der Ausbauziele der Teilregionen auf Kreisebene wird im Folgenden die Residuallast, d. h. das Lastprofil abzüglich des Einspeisesprofils EE, analysiert. Hier-von ausgehend werden Überschüsse und Defizite der Teilregionen, die sich allein aufgrund der fluktuierenden Erzeugung und des Bedarfsprofils und somit noch vor dem Einsatz von Speichern ergeben, ausgewertet sowie die Synergien bei der Vernetzung der Teilregionen und die Potenziale zur Versorgung der Stadt durch das Umland abgeschätzt.

Alle Auswertungen in diesem Abschnitt basieren auf der Umwandlung der jährlichen Szenarienwerte (Stromverbrauch, Potenziale für Bioenergie, Nennleistungen für Windenergie und PV, vgl. Tabelle 4.4) in stündlich aufgelöste Profile. Die Re-

Residuallast ergibt sich aus der Subtraktion der EE-Erzeugungsprofile vom Stromverbrauchsprofil. Die Abbildung 5.1a zeigt die Residuallast für alle drei Regionen auf Kreisebene als Jahresdauerlinie (geordnetes Lastprofil). Zugrunde liegt das Masterplanjahr 2030 und das Wetterjahr 2005. Positive Ordinatenwerte bedeuten ein Defizit in der Verbrauchsdeckung, negative Werte einen Überschuss in der Erzeugung.



**Abbildung 5.1.:** Jahresdauerlinie der Residuallast, Vergleich individuelle Teilregionen mit verschiedenen Vernetzungsgraden (positive Ordinatenwerte: Defizitleistung, negative Ordinatenwerte: Überschussleistung), Masterplanjahr 2030; LKOS: Landkreis Osnabrück, KRST: Kreis Steinfurt

Alle drei Teilregionen weisen Defizitleistungen auf. Das Defizit der Stadt Osnabrück tritt dabei am häufigsten auf (in ca. 8000 h/a) und macht mit ca. 670 GWh/a auch den größten energetischen Anteil aus. Die Stunden, in denen kein Defizit in der Versorgung auftritt, lassen sich im Fall der Stadt Osnabrück auf die Zeitspanne eines Monats aufsummieren (ca. 770 h/a). Die Versorgung des Landkreises Osnabrück weist zwar, verglichen mit der Stadt Osnabrück, in deutlich weniger Stunden eine Defizitleistung auf (ca. 5.100 h/a), energetisch gesehen beläuft sich das Defizit mit ca. 640 GWh/a jedoch auf einen ähnlichen Umfang. Der Kreis Steinfurt hingegen wird mit 480 GWh/a in nur rund 4.100 h/a das geringste Defizit in der Stromversorgung 2030 haben.

Die Überschussmengen hingegen sind in den beiden Landkreisen höher als die der Defizite (ca. 1.550 GWh im Kreis Steinfurt und 800 GWh im Landkreis Osnabrück). Im Kreis Steinfurt machen die Überschüsse damit mehr als die Hälfte des jährlichen Verbrauchs von 2.255 GWh/a aus). Der Landkreis Osnabrück hingegen verzeichnet nur ungefähr halb so viel Überschussenergie wie der Kreis Steinfurt, während die Stadt Osnabrück so gut wie keine Überschüsse aufweisen kann (26 GWh/a).

Der Anteil der Defizitenergie gemessen am Verbrauch beläuft sich in der Stadt Osnabrück auf 73 %, was einem Autarkiegrad von 27 % entspricht. Dies entspricht



ungefähr dem bilanziellen Autarkiegrad, da kaum Überschüsse vorhanden sind. In den Landkreisen Steinfurt und Osnabrück hingegen übersteigt der bilanzielle Autarkiegrad den realen weit. Die Tabellen 5.1 und 5.2 vergleichen die bilanziellen, real energetischen und leistungsbezogenen Autarkiegrade der drei Teilregionen, die mit den Ausbauzielen der Masterpläne erreicht werden. Für die Berechnung der Leistungsautarkie wurden die maximalen Werte positiver Residuallast (Defizitleistung) ins Verhältnis zum Maximalwert der Verbrauchszeitreihe gesetzt und anschließend die Differenz zu 100 % gebildet. Die Berechnung der bilanziellen Autarkie basiert auf den Erzeugungsmengen, die sich durch das Wetterjahr 2005 ergeben. Die Berechnungsgrundlagen für die Autarkiegrade sind in den Tabellen A.7 bis A.9 im Anhang zu finden.

**Tabelle 5.1.:** Bilanzielle Autarkiegrade, die sich mit den Ausbauzielen der Masterpläne 2030 und 2050 ergeben

	2030	2050
Kreis Steinfurt	147 %	226 %
Landkreis Osnabrück	108 %	158 %
Stadt Osnabrück	30 %	57 %

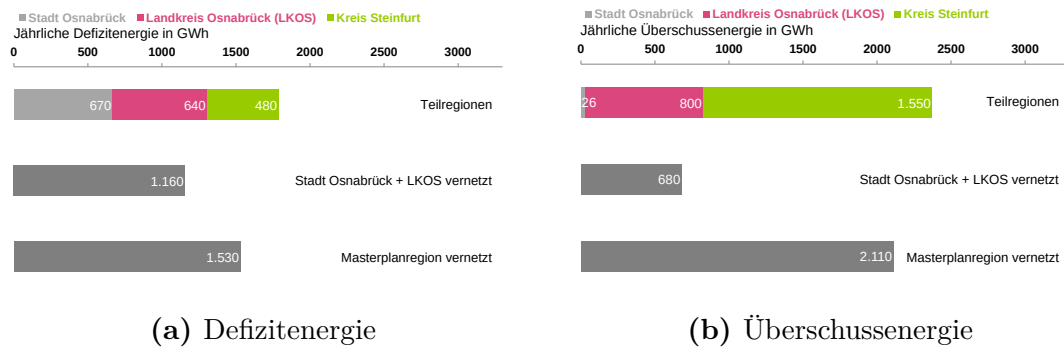
**Tabelle 5.2.:** Real energetische Autarkiegrade, die sich mit den Ausbauzielen der Masterpläne 2030 und 2050 ohne Speichereinsatz ergeben, und Leistungsautarkie (für 2030) zum Vergleich

	Real energetische Autarkie		Leistungsautarkie
	2030	2050	
Kreis Steinfurt	79 %	83 %	21 %
Landkreis Osnabrück	68 %	73 %	14 %
Stadt Osnabrück	27 %	38 %	3 %

Vor allem im Kreis Steinfurt werden hohe bilanzielle und real energetische Deckungsgrade alleine durch den Ausbau EE erreicht. Der Landkreis Osnabrück erreicht 2030 bilanziell ungefähr eine vollständige Deckung des Strombedarfs. Die Stadt Osnabrück ist aus bilanzieller Sicht nicht versorgbar, kann aber mit den Ausbauzielen des Jahres 2050 mehr als die Hälfte ihres Strombedarfs selbst decken. Die Leistungsautarkie hingegen erreicht in allen drei Regionen deutlich geringere Werte.

Abbildung 5.2 fasst die Überschüsse und Defizite in den Teilregionen, die sich auf Basis der Residuallastanalyse und unter Annahme der regionalen Ausbauziele für das Jahr 2030 ergeben, zusammen. Gleichzeitig sind zwei Optionen der Vernetzung der Stadt mit den umliegenden Regionen abgebildet. Auch in der vorherigen Abbildung

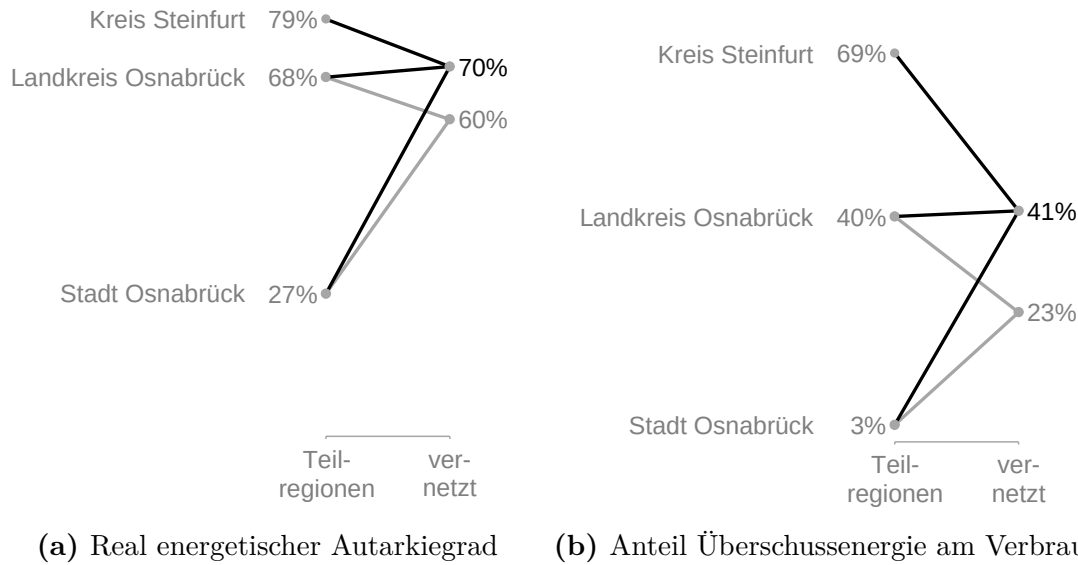
5.1b sind diese Vernetzungsoptionen als Jahresdauerlinie zu finden. Die erste Option kombiniert die Stadt Osnabrück nur mit dem direkt umliegenden Landkreis Osnabrück. Im zweiten Schritt wird zusätzlich der angrenzende Kreis Steinfurt vernetzt. Die zweite Vernetzungsoption repräsentiert zudem die gesamte Masterplanregion.



**Abbildung 5.2.:** Defizit- und Überschussenergie der Teilregionen bei individueller Betrachtung und zwei Vernetzungsoptionen, Masterplanjahr 2030

Mit der Vernetzung wird das Potenzial der Versorgung der Stadt Osnabrück durch die umliegenden ländlichen Regionen aufgezeigt. Der jeweils erste Balken der Abbildungen 5.2a und 5.2b fasst die Defizit- und Überschussenergie der drei Teilregionen bei einzelner Betrachtung zusammen. Erkennbar wird, dass alle drei Teilregionen nahezu die gleiche Defizitenergie aufweisen, die Menge an Überschüssen unterscheidet sich jedoch stark. Durch die Vernetzung der Stadt mit dem umliegenden Landkreis Osnabrück reduziert sich die Defizitmenge auf 1.160 GWh/a im Vergleich zu 1.310 GWh/a bei einzelner Betrachtung der beiden Regionen (670 GWh/a plus 640 GWh/a) ohne Nutzung von Synergien.

Die Abbildung 5.3 fasst in (a) die Ergebnisse der resultierenden real energetischen Autarkiegrade für die einzelnen Teilregionen und für die Vernetzungsoptionen zusammen. Zusätzlich zum Autarkiegrad ist der jeweilige Anteil der Überschussenergie am Verbrauch dargestellt (b). In erster Linie profitiert die Stadt Osnabrück, da der Autarkiegrad aus Sicht der Stadt bei Vernetzung mit einer oder beiden angrenzenden ländlichen Regionen signifikant steigt. Aus Sicht der ländlichen Regionen sinkt der Autarkiegrad bei Vernetzung mit der Stadt Osnabrück um 8 Prozentpunkte, verglichen mit der individuellen Betrachtung des Landkreises Osnabrück, und um 9 Prozentpunkte, verglichen mit der individuellen Betrachtung des Kreises Steinfurt. Ersichtlich wird jedoch auch, dass der Landkreis Osnabrück von einer Vernetzung der Gesamtregion profitiert. Hier steigt der Autarkiegrad leicht um 2 Prozentpunkte.



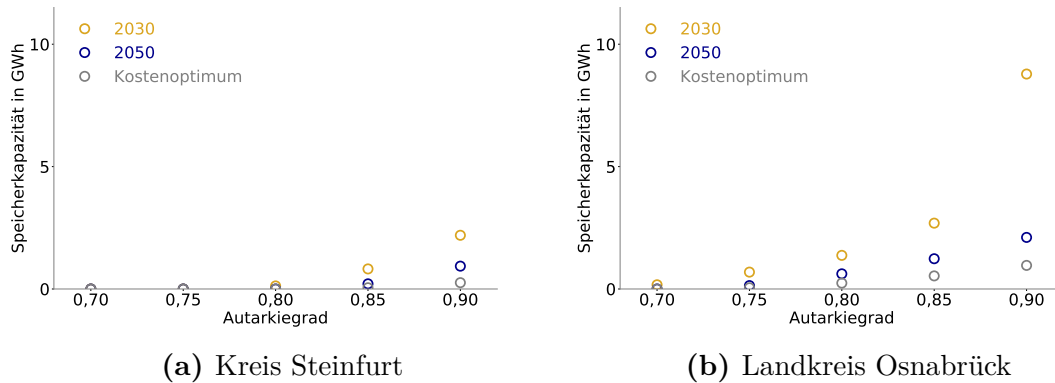
**Abbildung 5.3.:** Veränderung des real energetischen Autarkiegrads und des Anteils der Überschussenergie am Verbrauch bei Vernetzung, Masterplanjahr 2030

## 5.2. Technisch-ökonomische Bewertung auf Landkreisebene

Im vorherigen Abschnitt wurde aufgezeigt, wie sich Überschüsse und Defizite in den Teilregionen auf der Kreisebene (Kreis Steinfurt, Landkreis Osnabrück und Stadt Osnabrück) auf Basis der Masterplanszenarien verhalten und abgeschätzt, welches Potenzial eine Vernetzung dieser Regionen bietet. Ziel des folgenden Abschnitts ist es, die benötigten Speicherkapazitäten für höhere real energetische Autarkiegrade aufzuzeigen. Entsprechend der Tabelle 4.5 wird auf Basis der Szenarien 1 bis 15 untersucht, wie sich die Ziele der Teilregionen auf potenziell zu installierende Speicherkapazitäten auswirken. Alle Detailwerte der Ergebnisse aus diesem Abschnitt sind in Tabelle A.10 im Anhang zu finden.

Die benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom realen Autarkiegrad wurde zunächst für die beiden ländlichen Regionen, Kreis Steinfurt und Landkreis Osnabrück, unter Annahme der Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energien und für die Senkung des Stromverbrauchs in der Modellregion (vgl. Tabelle 4.4) und mit einem konstanten Einsatz der installierten Biogas-BHKW-Leistung berechnet. Die Abbildung 5.4 stellt die benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für die beiden ländlichen Regionen Kreis Steinfurt und Landkreis Osnabrück und für die Zieljahre 2030 (gelb) und 2050 (blau) dar. Zusätzlich ist die Variante der Kostenoptimierung (grau) abgebildet. Diese wird keinem Zieljahr zugeordnet, da Ausbau

und Einsatz sämtlicher Systemkomponenten nicht auf Basis von Plänen vorgegeben, sondern auf minimale Systemkosten optimiert werden. Der Einsatz der Biogasanlage ist in den Masterplanszenarien (gelb und blau) konstant, im kostenoptimalen Szenario (grau) wird die Anlagengröße ebenfalls systemkostenminimal ausgelegt, sodass ein flexibler Einsatz möglich ist.



**Abbildung 5.4.:** Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für die Masterplanszenarien 2030 (gelb) und 2050 (blau), vgl. Tabelle 4.4, mit konstantem Einsatz der Biogasanlage und unter Annahme eines kostenoptimalen Ausbaus und Einsatzes von Windenergie, PV und Biogasanlage (grau), Vergleich Kreis Steinfurt (a) und Landkreis Osnabrück (b)

Beide Grafiken zeigen einen deutlichen Anstieg der benötigten Speicherkapazitäten mit steigendem Autarkiegrad. Im Landkreis Osnabrück wird zudem, vor allem für das Szenariojahr 2030, mehr Speicherkapazität für alle vorgegebenen Autarkiegrade benötigt als im Kreis Steinfurt. Für das Masterplanjahr 2050 fällt dieser Unterschied nicht mehr ganz so stark aus, was auf den deutlich höheren Ausbau EE, der 2050 in einem größeren Maß zur direkten Verbrauchsdeckung beiträgt, zurückzuführen ist. Im kostenminimalen Szenario fällt auf, dass es weniger Unterschiede in der benötigten Speicherkapazität zwischen beiden Regionen gibt.

Deutlich zu erkennen ist auch, dass hohe Autarkiegrade bereits ohne Speicher erreicht werden (vgl. auch die real energetischen Autarkiegraden aus Tabelle 5.2 für das Szenariojahr 2030). Unter Annahme des Szenariojahrs 2030 erreicht der Kreis Steinfurt einen real energetischen Autarkiegrad von 79 % ohne Berücksichtigung von Speichern. Das Szenariojahr 2050 führt zu einer autarken Versorgung von 83 % im Kreis Steinfurt und 73 % im Landkreis Osnabrück. Beim kostenoptimalen Ausbau wird immer genau der energetische Autarkiegrad erreicht, der auch vorgegeben ist, da Windenergie und PV kostenoptimal und nach Vorgabe der Randbedingung Netzbezug ausgebaut werden.

In den Tabellen 5.3 und 5.4 sind die Zahlenwerte der Speicherkapazitäten für das 80- und 90%-Szenario zu finden. Zudem werden weitere relevante Ergebnisse (Über-

schüsse, Netzbezug) der untersuchten Masterplanszenarien 2030 und 2050 sowie der Kostenoptimierung zusammengefasst. Um 80 % Autarkie im Szenariojahr 2030 zu erreichen benötigt der Kreis Steinfurt 125 MWh Speicherkapazität. Der Landkreis Osnabrück hingegen würde mit 1.374 MWh mehr als das zehnfache an Speicherkapazität benötigen. Beide Landkreise beziehen ungefähr gleich viel Energie aus den umliegenden Regionen, was den vorgegebenen 20 % Import entspricht (der Kreis Steinfurt hat gemäß der Szenarien einen etwas höheren Jahresverbrauch als der Landkreis Osnabrück). Auch der Maximalbezug ist mit 290 MW (Kreis Steinfurt) und 281 MW (Landkreis Osnabrück) ähnlich. Die Überschüsse sind auch nach Speichereinsatz im Kreis Steinfurt deutlich höher als im Landkreis Osnabrück.

**Tabelle 5.3.:** Ergebniswerte für 80 % Autarkie, Vergleich Kreis Steinfurt (KRST) und Landkreis Osnabrück (LKOS)

	2030		2050		Kostenopt.	
	KRST	LKOS	KRST	LKOS	KRST	LKOS
Speicherkapazität in MWh	125	1.374	0	619	0	241
Überschussenergie in GWh	1.507	427	3.033	1.603	437	797
Netzbezug in GWh	451	399	362	419	451	399
Max. Netzbezugsleistung in MW	290	282	284	297	252	253

Die Vorgabe von 90 % Autarkie im Szenariojahr 2030 lässt den Speicherbedarf deutlich ansteigen (vgl. Tabelle 5.4), im Kreis Steinfurt fast um das 20fache, im Landkreis Osnabrück ungefähr um das sechsfache. Der jährliche Netzbezug sinkt auf 226 GWh (Kreis Steinfurt) und 200 GWh (Landkreis Osnabrück), was 10 % des jährlichen Bedarfs entspricht, die maximale Bezugsleistung bleibt mit 290 bzw. 277 MW jedoch in einer ähnlichen Größenordnung. Auch wird mehr Energie aus Wind und PV verwertet und die Überschussenergie nach Speichereinsatz nimmt im Vergleich zum 80%-Szenario deutlich ab.

Das Szenariojahr 2050 führt in beiden Landkreisen zu sinkenden Speicherkapazitäten durch weitere Überschusskapazitäten. 80 % Autarkie werden im Kreis Steinfurt bereits ohne Speicher erreicht. Der Landkreis Osnabrück benötigt hierfür nur noch 619 MWh Speicher. Auch für eine 90%ige Autarkie lässt sich 2050 eine deutliche Absenkung im Vergleich zum Szenariojahr 2030 verzeichnen. Der Netzbezug (Energie und Leistung) liegt in einer ähnlichen Größenordnung wie im Szenariojahr 2030 (90 % Autarkie), die Überschüsse sind jedoch deutlich höher.

Im kostenoptimalen Szenario, in dem die installierten Leistungen von Windenergie, Photovoltaik und Biogas zusammen mit der Speicherkapazität optimiert werden, sinken die Speicherkapazitäten im Vergleich zu den Szenarien 2030 und 2050 in beiden Fällen deutlich. Für 90 % Autarkie wird nur noch rund ein Zehntel der Spei-

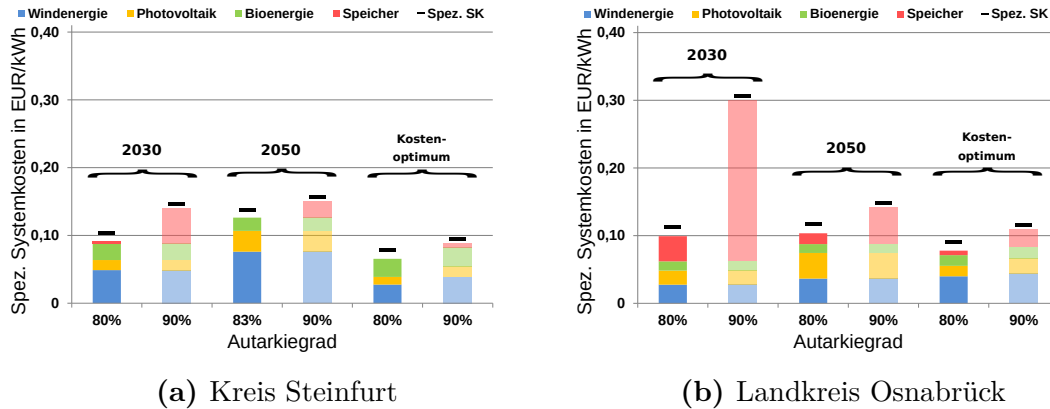
**Tabelle 5.4.:** Ergebniswerte für 90 % Autarkie, Vergleich Kreis Steinfurt (KRST) und Landkreis Osnabrück (LKOS)

	2030		2050		Kostenopt.	
	KRST	LKOS	KRST	LKOS	KRST	LKOS
Speicherkapazität in MWh	2.194	8.782	933	2.107	258	964
Überschussenergie in GWh	1.197	211	2.833	1.320	856	1.000
Netzbezug in GWh	226	200	212	210	226	200
Max. Netzbezugsleistung in MW	290	277	284	297	225	238

cherkapazität im Vergleich zu der des Masterplanszenarios 2030 benötigt. Ebenso bei Kostenoptimierung erreicht der Kreis Steinfurt genauso wie im Szenario 2050 80 % Autarkie ohne Speicherkapazitäten. Für den Landkreis Osnabrück ist die Speicherkapazität im 80%-Szenario vergleichbar mit der des Kreises Steinfurt im 90%-Szenario. Durch den kostenoptimalen Ausbau sinkt auch der maximale Leistungsbezug aus den umliegenden Regionen und die Überschussenergie verringert sich in Bezug auf das Szenariojahr 2050 deutlich.

Zusätzlich wurde bei Verwendung der Kostenoptimierung aller Technologien auch der Autarkiegrad nicht als Randbedingung vorgegeben und somit der kostenoptimale Autarkiegrad berechnet. Dieser liegt (da ökonomische und technische Parameter bis auf den Jahresverbrauch identisch sind) für beide Landkreise bei 37,7 %. Hierbei werden keine Speicher ausgebaut und die Wind- und PV-Kapazitäten sind deutlich geringer als in den vorherigen Szenarien (Kreis Steinfurt: 275 MW Windenergie, 272 MW Photovoltaik, Landkreis Osnabrück: 243 MW Windenergie, 241 MW Photovoltaik). Die Überschüsse liegen mit 37,4 GWh (KRST) und 33,1 GWh (LKOS) um Größenordnungen unter denen der vorangegangenen Szenarien, die Defizitstunden jedoch belaufen sich auf 8.080 in beiden Regionen. Dieses Szenario dient daher nur dem Vergleich, da es nicht als realistisch angesehen wird. Zum einen ist der nicht genauer definierte Import aus umliegenden Regionen mit einem viel zu hohen Anteil vertreten, zum anderen entspricht ein Autarkiegrad von 37,7 % auch einem Anteil EE derselben Größenordnung von 37,7 %, was weniger ist als der deutschlandweite Anteil EE im Jahr 2018.

In Abbildung 5.5 ist die Zusammensetzung der Systemkosten bezogen auf den Verbrauch für den Kreis Steinfurt (Abbildung 5.5a) und den Landkreis Osnabrück (Abbildung 5.5b) dargestellt. Die Kosten setzen sich zusammen aus den Kosten für Wind, PV, Bioenergie und Speichern und werden nach Gleichung 3.25 mit den Annahmen in den Tabellen 4.2 und 4.3 berechnet. Zusätzlich sind die Systemkosten bezogen auf den Gesamtverbrauch unter Annahme von umlagebefreiten Importkosten von 0,067 EUR<sub>ct</sub>/kWh dargestellt (schwarzer Balken).



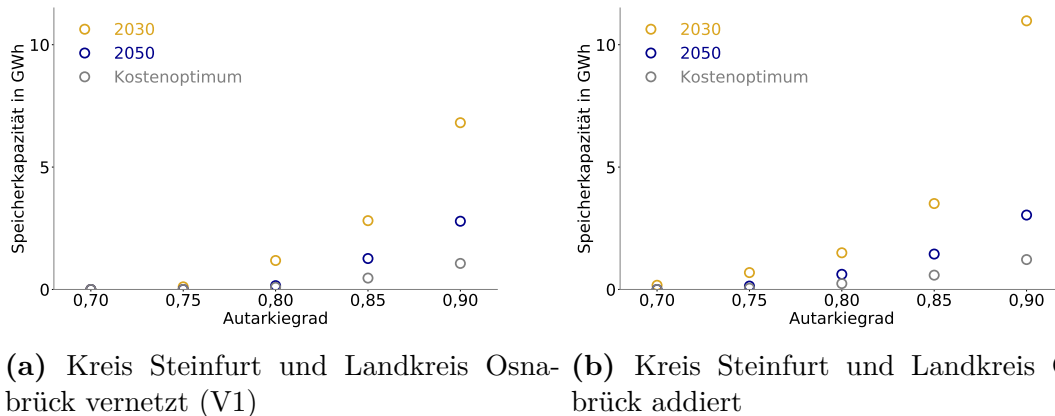
**Abbildung 5.5.:** Zusammensetzung der Systemkosten (SK) für die Systemgrenzen und Szenarien aus Abbildung 5.4, Vergleich Kreis Steinfurt (a) mit Landkreis Osnabrück (b). Die Säulen zeigen die Aufteilung auf die Technologien. Der schwarze Balken zeigt die Systemkosten bezogen auf den Gesamtverbrauch inkl. Kosten für den Import von 0,067 EUR/kWh.

Im Szenariojahr 2030 und für 80 % Autarkie kommen der Kreis Steinfurt und der Landkreis Osnabrück auf ähnliche resultierende Gesamtsystemkosten (KRST: 10,4 EURct/kWh, LKOS: 11,3 EURct/kWh). Eine 90%ige Autarkie lässt diese jedoch stark ansteigen. Der Kreis Steinfurt erreicht mit 14,7 EURct/kWh recht hohe Werte. Der Landkreis Osnabrück liegt mit 30,6 EURct/kWh deutlich über vertretbaren Werten, was an den hohen Speicherkapazitäten liegt. Gut zu erkennen ist auch, dass die Kostenanteile der Erzeugungstechnologien im Kreis Steinfurt (Abbildung 5.5a, 2030, 90 % Autarkie) aufgrund der Überkapazitäten deutlich höher ausfallen als im Landkreis Osnabrück (Abbildung 5.5b, 2030, 90 % Autarkie).

Im Szenariojahr 2050 steigen die Kosten im Kreis Steinfurt jeweils für die beiden autarken Versorgungsgrade im Vergleich zum Szenariojahr 2030 leicht an, der Landkreis Osnabrück verzeichnet hingegen nahezu gleichbleibende (80 % Autarkie; leichter Anstieg auf 11,7 EURct/kWh) bzw. stark sinkende (90 % Autarkie; starker Abfall auf 14,9 EURct/kWh) Kosten. Im kostenoptimierten Fall sinken die Kosten in beiden Landkreisen und bei beiden autarken Versorgungsgraden jeweils im Vergleich zu den 2030er und 2050er Szenarien. Mit einer Spannbreite von 7,9 bis 9,5 EURct/kWh im Kreis Steinfurt und 9,1 bis 11,6 EURct/kWh im Landkreis Osnabrück liegen die Kosten im üblichen Rahmen von Szenarien auf Basis EE.

Nachdem zunächst die Unterschiede in den Teilregionen untersucht wurden, werden die Regionen im Folgenden in verschiedenen Szenarien miteinander vernetzt. Überschüsse können so in die jeweils vernetzten Regionen geleitet werden, was den Speicherbedarf senkt. Zunächst wurden die beiden einzeln untersuchten Regionen Kreis Steinfurt und Landkreis Osnabrück zusammengeschlossen. Anschließend wur-

de die Stadt Osnabrück, mit einem hohen Stromverbrauch im Vergleich zur potenziellen Stromerzeugung, als „Stromsenke“ hinzugenommen. Die Abbildung 5.6 zeigt die Speicherkapazität bei Vernetzung beider Landkreise (5.6a) im Vergleich zur Addition der Einzelwerte (5.6b).



**Abbildung 5.6.:** Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für die Masterplanszenarien 2030 (gelb) und 2050 (blau), vgl. Tabelle 4.4, mit konstantem Einsatz der Biogasanlage und unter Annahme eines kostenoptimalen Ausbaus und Einsatzes von Windenergie, PV und Biogasanlage (grau), Vergleich Vernetzung beider Landkreise (a) mit Addition der Einzelwerte (b)

In allen Fällen liegt die Speicherkapazität des Vernetzungsszenarios unter der der addierten Einzelwerte (vgl. Tabellen 5.5 und 5.6 für die detaillierten Werte), große Unterschiede machen sich jedoch vor allem bei hohen Autarkiegraden und für das Szenariojahr 2030 bemerkbar. Die hohen Speicherkapazitäten der beiden Landkreise für das Szenariojahr 2030 und einen Autarkiegrad von 90 % (vgl. auch Tabelle 5.4) können bei Vernetzung auf ca. 65 % gesenkt werden (6.813 MWh). Im Szenariojahr 2050 mit den hohen Überkapazitäten fällt der Unterschied für 90 % Autarkie nicht mehr so stark ins Gewicht. Der stärkere Unterschied bei 80 % Autarkie 2050 lässt sich damit erklären, dass im Kreis Steinfurt individuell betrachtet keine Speicherkapazität ausgebaut wird (da allein durch den Ausbau EE ein real energetischer Autarkiegrad von 83 % erreicht wird), im Landkreis Osnabrück hingegen relativ viel. Bei Vernetzung profitiert damit der Landkreis Osnabrück vom Kreis Steinfurt und es werden nur noch 155 MWh Speicherkapazität im Vergleich zu (0 + 619) MWh ausgebaut. Im 90%-Szenario ist dieser Unterschied nicht mehr ganz so stark, da auch hier der Kreis Steinfurt bei individueller Betrachtung hohe Speicherkapazitäten benötigt. Die Überschüsse verringern sich um ca. 11 bis 14 % (2030) und 6 bis 7 % (2050) bei Vernetzung im Vergleich zur einzelnen Betrachtung.

Die resultierenden Kosten bezogen auf den Verbrauch sind in Abbildung 5.7 dargestellt. Auch hier werden die resultierenden Kosten bei Vernetzung beider Landkreise mit den Gesamtkosten bei individueller Betrachtung, bezogen auf den Verbrauch,



**Tabelle 5.5.:** Ergebniswerte für 80 % Autarkie, Vergleich Vernetzung beider Landkreise im Vernetzungsszenario 1 (V1) mit Addition der Einzelwerte (add.)

	2030		2050		Kostenopt.	
	V1	add.	V1	add.	V1	add.
Speicherkapazität in MWh	1.184	1.499	155	619	89	241
Überschussenergie in GWh	1.714	1.934	4.353	4.637	1.282	1.235
Netzbezug in GWh	850	850	844	782	850	850
Max. Netzbezugsleistung in MW	572	572	580	580	500	505

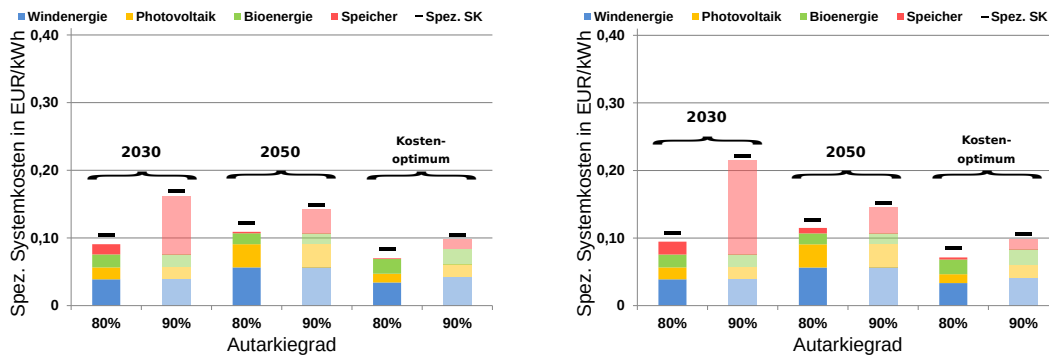
**Tabelle 5.6.:** Ergebniswerte für 90 % Autarkie, Vergleich Vernetzung beider Landkreise im Vernetzungsszenario 1 (V1) mit Addition der Einzelwerte (add.)

	2030		2050		Kostenopt.	
	V1	add.	V1	add.	V1	add.
Speicherkapazität in MWh	6.813	10.976	2.788	3.040	1.064	1.222
Überschussenergie in GWh	1.274	1.408	3.866	4.153	1.924	1.857
Netzbezug in GWh	425	425	422	422	425	425
Max. Netzbezugsleistung in MW	572	567	572	580	460	464

verglichen. Die Bezugsgröße „Verbrauch“ ist zum einen der Gesamtverbrauch unter der Annahme von 0,067 EURct/kWh für die Importkosten, zum anderen der jeweilig autark versorgte Verbrauch, um die Aufteilung der Kosten auf die Technologien sichtbar zu machen. Interessant ist hier vor allem die Abweichung des 2030er Szenarios für 90 % Autarkie. Ähnlich stark wie die Speicherkapazitäten sinken auch die Kosten von 22,2 EURct/kWh auf 16,9 EURct/kWh. Alle anderen Reduktionen fallen deutlich geringer aus und liegen im prozentualen Bereich von 1 bis 5 %. Insbesondere führt auch hier die Kostenoptimierung zu kaum veränderten Werten.

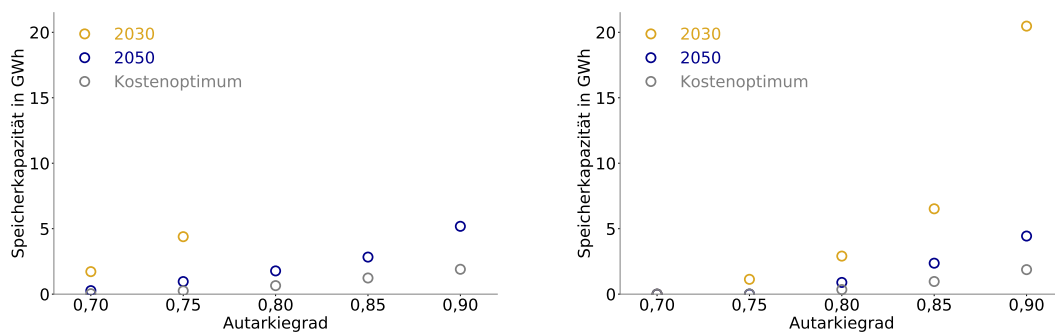
Die beiden folgenden Vernetzungsszenarien beschäftigen sich mit der Einbeziehung der städtischen Region Osnabrück. Abbildung 5.8 stellt die Speicherkapazität für die Vernetzung der Stadt mit dem Landkreis Osnabrück der Speicherkapazität bei Vernetzung der gesamten Masterplanregion (inkl. Kreis Steinfurt) gegenüber. Die Tabellen 5.7 und 5.8 enthalten die Zahlenwerte und weitere zugehörige Ergebnisse.

Für die Vernetzung der Stadt allein mit dem Landkreis Osnabrück sind im Szenariojahr 2030 Autarkiegrade nur bis 75 % erreichbar. Eine 80%ige Versorgung ist nicht möglich. Bei Einbeziehung der Potenziale des Kreises Steinfurt werden für 80 % Autarkie ca. 2.900 MWh Speicherkapazität benötigt. Das liegt in derselben Größenordnung wie bei Vernetzung beider Landkreise, um mit dem Ausbauszenario 2050 90 % Autarkie zu erreichen. Die Einbeziehung der Stadt führt also zu einer deutlichen Verringerung des möglichen Autarkiegrads. 90 % hingegen sind nicht nur



(a) Kreis Steinfurt und Landkreis Osnabrück vernetzt (V1) (b) Kreis Steinfurt und Landkreis Osnabrück addiert

**Abbildung 5.7.:** Zusammensetzung der Systemkosten (SK) für die Systemgrenzen und Szenarien aus Abbildung 5.6, Vergleich Vernetzung beider Landkreise (a) mit Addition der Einzelwerte (b). Die Säulen zeigen die Aufteilung auf die Technologien. Der schwarze Balken zeigt die Systemkosten bezogen auf den Gesamtverbrauch inkl. Kosten für den Import von 0,067 EUR/kWh.



(a) Stadt und Landkreis Osnabrück vernetzt (V2)

(b) Masterplanregion (V3)

**Abbildung 5.8.:** Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für die Masterplanszenarien 2030 (gelb) und 2050 (blau), vgl. Tabelle 4.4, mit konstantem Einsatz der Biogasanlage und unter Annahme eines kostenoptimalen Ausbaus und Einsatzes von Windenergie, PV und Biogasanlage (grau), Vergleich Vernetzung der Stadt und des Landkreises Osnabrück (a) mit der Vernetzung der gesamten Masterplanregion (b)

für das Vernetzungsszenario 2 nicht umsetzbar, sondern führen auch für die Masterplanregion zu überdimensionierten Speicherkapazitäten und sind damit nicht zu erreichen.

Im 2050er Ausbauszenario halbieren sich die Speicherkapazitäten zur Erreichung von 80 % Autarkie bei Vernetzung der gesamten Region im Vergleich zur Vernetzung der Stadt mit nur einem Landkreis. Im 90 % Autarkieszenario gibt es wieder aufgrund der hohen Überschusskapazitäten nur geringe Unterschiede in den Speicherbedarfen. Auffällig ist, dass die kostenoptimierten Speicherkapazitäten um Größenordnungen

geringer sind als die der Ausbauszenarien, insbesondere der 2030er Szenarien. Die Vernetzung des Landkreises mit der Stadt führt zu einer Speicherkapazität von 650 MWh, um 80 % Autarkie zu erreichen. Bei Hinzunahme des Kreises Steinfurt verringert sie sich nochmal auf 350 MWh. Auch im 90%-Szenario liegt die benötigte Speicherkapazität bei Kostenoptimierung deutlich unter der der Masterplanszenarien. Ein Unterschied zum 2030er Szenario macht sich hier deutlich bemerkbar. Zwischen den beiden Vernetzungsszenarien gibt es hingegen kaum Unterschiede in den Speicherkapazitäten, was an den deutlich stärker zugebauten Erzeugungskapazitäten (Windenergie und Photovoltaik, vgl. Tabelle A.10 im Anhang) im Vernetzungsszenario 3 liegt.

**Tabelle 5.7.:** Ergebniswerte für 80 % Autarkie, Vergleich Vernetzung der Stadt und des Landkreises Osnabrück (V2) mit der Vernetzung der gesamten Masterplanregion (V3)

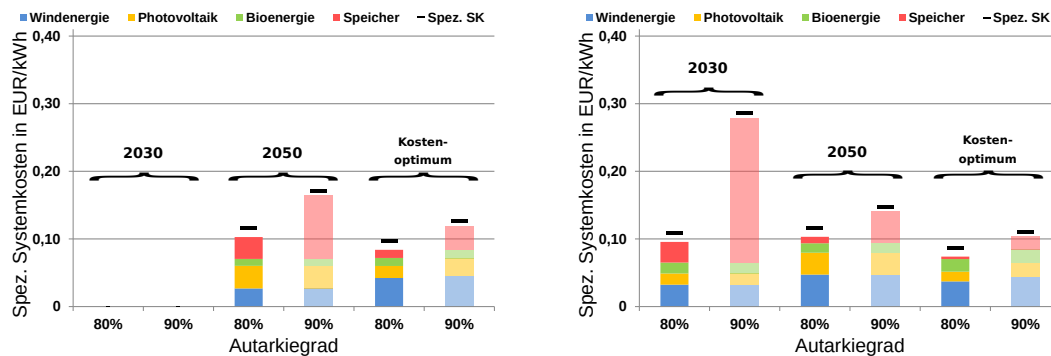
	2030		2050		Kostenopt.	
	V2	V3	V2	V3	V2	V3
Speicherkapazität in MWh	—	2.906	1.775	894	651	348
Überschussenergie in GWh	—	1.268	1.249	4.127	1.307	1.840
Netzbezug in GWh	—	1.033	596	1.021	582	1.033
Max. Netzbezugsleistung in MW	—	713	432	716	389	632

**Tabelle 5.8.:** Ergebniswerte für 90 % Autarkie, Vergleich Vernetzung der Stadt und des Landkreises Osnabrück (V2) mit der Vernetzung der gesamten Masterplanregion (V3)

	2030		2050		Kostenopt.	
	V2	V3	V2	V3	V2	V3
Speicherkapazität in MWh	—	20.472	5.181	4.438	1.899	1.873
Überschussenergie in GWh	—	723	902	3.543	1.602	2.510
Netzbezug in GWh	—	517	298	510	291	517
Max. Netzbezugsleistung in MW	—	701	432	705	371	589

Die Kosten bei Vernetzung der Stadt allein mit dem Landkreis Osnabrück und die der gesamten Masterplanregion sind in Abbildung 5.9 dargestellt. Die Kosten für 2030 im Vernetzungsszenario 2 (a) sind dabei nicht abgebildet, da die Autarkiegrade 80 und 90 % nicht erreicht werden können. Die gesamte Masterplanregion erreicht mit 10,9 EURct/kWh für 80 % Autarkie ungefähr einen Wert, der zwischen den resultierenden Kosten für den Kreis Steinfurt und den Landkreis Osnabrück liegt. Das 90%-Szenario mit 28,6 EURct/kWh entspricht dem hohen Speicherbedarf und ist ähnlich hoch wie im 90%-Szenario des Landkreises Osnabrück bei individueller Betrachtung (vgl. Abbildung 5.5b). Generell sind die resultierenden Kosten für alle Szenarien mit denen des Landkreises Osnabrück vergleichbar.

Im Masterplanszenario 2050 sind die Kosten für 80 % Autarkie in beiden Vernetzungsszenarien ähnlich (V2: 11,6 EURct/kWh, V3: 11,7 EURct/kWh). Das Vernetzungsszenario 3 hat einen deutlich geringeren Kostenanteil für die Speichertechnologie, verzeichnet dafür jedoch höhere Kosten für die Wind- und Bioenergie. 90 % Autarkie sind jedoch in beiden Fällen wieder nur mit hohen Kosten zu erreichen. Auch hier sinken die Kosten wieder unter Einbeziehung der gesamten Region (V2: 17,1 EURct/kWh, V3: 14,7 EURct/kWh), bleiben jedoch auf hohem Niveau. Mit dem Kostenoptimum werden in allen Fällen mit einer Spannbreite von 8,7 (V3, 80 %) bis 12,6 EURct/kWh (V2, 90 %) vertretbare Werte für die Systemkosten erreicht.



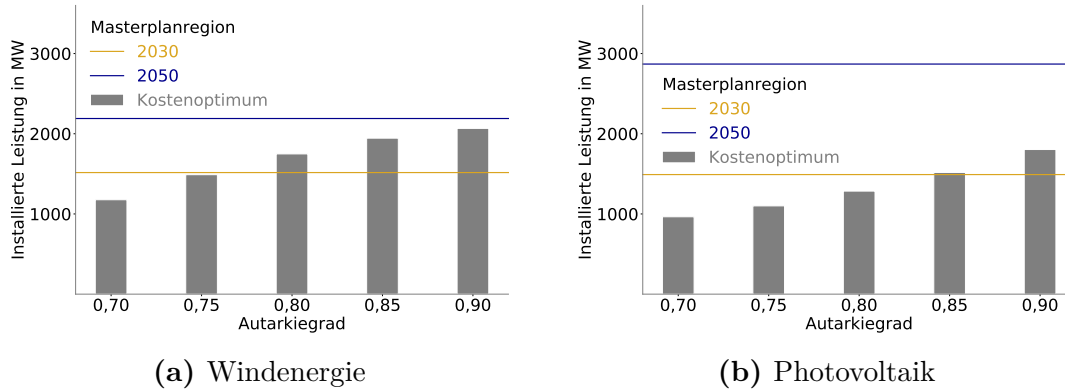
(a) Stadt und Landkreis Osnabrück vernetzt (V2)

(b) Masterplanregion (V3)

**Abbildung 5.9.:** Zusammensetzung der Systemkosten (SK) für die Systemgrenzen und Szenarien aus Abbildung 5.8, Vergleich Vernetzung der Stadt und des Landkreises Osnabrück (a) mit der Vernetzung der gesamten Masterplanregion (b). Die Säulen zeigen die Aufteilung auf die Technologien. Der schwarze Balken zeigt die Systemkosten bezogen auf den Gesamtverbrauch inkl. Kosten für den Import von 0,067 EUR/kWh.

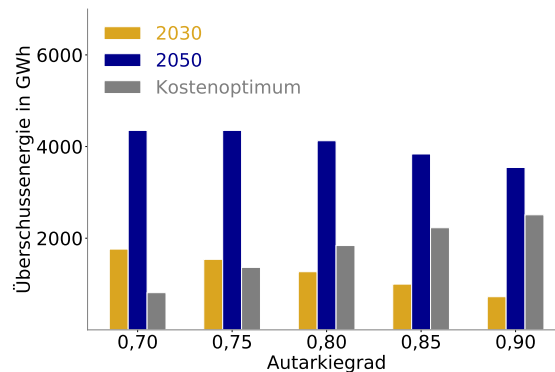
Die Kostenoptimierung hat in allen bisher diskutierten Szenarien höhere Autarkiegrade bei niedrigeren Kosten ergeben. Die Abbildung 5.10 stellt die installierten Leistungen der Technologien Wind und PV für die gesamte Masterplanregion im Fall der Kostenoptimierung für die verschiedenen Autarkiegrade der vorgegebenen Leistung aus den Masterplänen 2030 und 2050 gegenüber. Die Abbildung zeigt, dass ab 80 % Autarkie mehr Windenergie als in den Masterplänen 2030 vorgesehen ausgebaut wird und diese ungefähr das 2050er-Niveau bei 90 % Autarkie erreicht. Photovoltaik hingegen wird etwas weniger ausgebaut, übersteigt ab 85 % Autarkie die 2030er-Pläne, und liegt deutlich unter den 2050er-Plänen. Insgesamt jedoch liegt der Ausbau beider Technologien in einer ähnlichen Größenordnung und unter den Potenzialobergrenzen der Gesamtregion.

Die Abbildung 5.11 vergleicht die entsprechenden Überschussmengen für die Masterplanszenarien und die Kostenoptimierung. Die Überschussenergie unter Annah-



**Abbildung 5.10.:** Vergleich der installierten Leistungen der Masterpläne mit den Ergebnissen des Kostenoptimums, Masterplanregion

me der Masterplanszenarien 2030 und 2050 sinkt mit steigendem Autarkiegrad. Die Menge der Überschüsse unterscheidet sich stark zwischen beiden Szenarien und erreicht mit den 2050er Szenarien die bis zu 5fache Menge der 2030er Szenarien. Zuvor wurde bereits diskutiert, welche Auswirkungen dies auf die zur Erreichung bestimmter Autarkiegrade zu installierenden Speicherkapazitäten hat. Die Überschüsse bei Kostenoptimierung resultieren, ähnlich wie die zu installierenden Erzeugungskapazitäten, in deutlich ausgeglicheneren Werten. Da die Kapazitäten mit jedem Autarkiegrad neu optimiert werden, steigt auch die Überschussenergie mit steigendem Autarkiegrad.



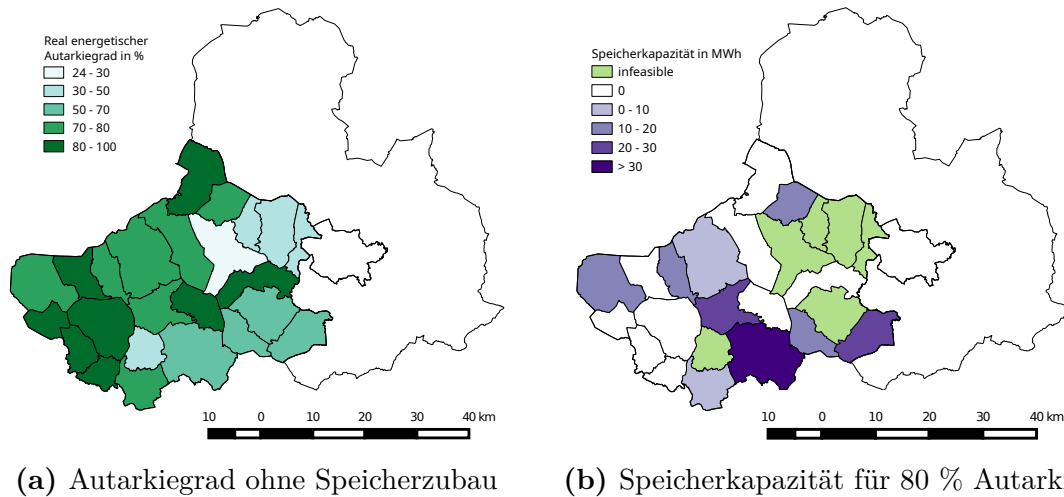
**Abbildung 5.11.:** Vergleich der Überschüsse zwischen den Szenarien 2030, 2050 und Kostenoptimum, Masterplanregion

### **5.3. Technisch-ökonomische Bewertung auf kommunaler Ebene – Falluntersuchungen anhand der Gemeinden des Kreises Steinfurt**

Im Folgenden wird die Systemgröße verkleinert und die Untersuchung von Speicherbedarf und Systemkosten für die Gemeinden des Kreises Steinfurt durchgeführt. Hierfür standen die Ausbauziele für Windenergie und Photovoltaik und der derzeitige Verbrauch aus den Klimaschuttszenarien der Gemeinden zur Verfügung (vgl. Tabelle A.6 im Anhang). Der Stromverbrauch der Gemeinden wird entsprechend den Zielen des Kreises Steinfurt reduziert. Da der Kreis Steinfurt mit dem Masterplanszenario 2050 (inkl. Biogaspotenzial) erst für Autarkiegrade größer 83 % Speicherkapazitäten benötigt und darüber hinaus Daten für das Biogas-Potenzial nur für den gesamten Kreis Steinfurt, nicht jedoch für die einzelnen Gemeinden, vorlagen, wurde die Untersuchung in zwei Varianten durchgeführt. Im Folgenden werden die Ergebnisse, die ohne Berücksichtigung des Biogaspotenzials ermittelt wurden, vorgestellt. Alle Ergebnisse, die das Biogaspotenzial einschließen, sind in Tabelle A.12 im Anhang zu finden.

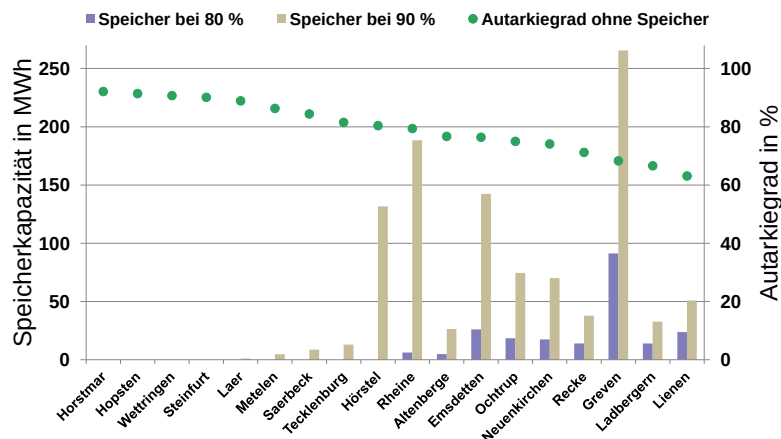
Die Abbildung 5.12 zeigt detailliert für die einzelnen Gemeinden zum einen den realen Autarkiegrad, der mit den 2050er Zielen für Wind- und PV-Ausbau ohne den Einsatz des Biogas-BHKW und ohne den Zubau von Speicherkapazitäten erreicht wird (a), und zum anderen die Speicherkapazität, die benötigt wird, um einen Autarkiegrad von 80 % zu erreichen (b). Die Gemeinden unterscheiden sich in beiden Ausprägungen stark. Von den insgesamt 24 Gemeinden benötigen 9 zur Erreichung von 80 % Autarkie keine Speicherkapazität. Teilweise werden Autarkiegrade von über 90 % erreicht. In 6 Gemeinden hingegen ist eine Erreichung von 80 % Autarkie auch mit Speichern nicht möglich (infeasible), so z. B. in der Stadt Ibbenbüren, die einen hohen Stromverbrauch hat und deren realer Autarkiegrad nur bei 24,4 % liegt. Die Speicherkapazitäten für alle restlichen Gemeinden, die benötigt werden, um 80 % Autarkie zu erreichen, liegen hauptsächlich zwischen 5 und 30 MWh. Die Gemeinde Greven hat mit 91 MWh mit Abstand den höchsten Speicherbedarf.

Abbildung 5.13 zeigt alle Gemeinden aus Abbildung 5.12, bei denen 80 % Autarkie möglich ist und deren zugehörige reale Autarkiegrade und Speicherkapazitäten noch einmal in einer zusammenfassenden Darstellung und nach Autarkiegrad, der ohne Speicherzubau erreicht wird, abfallend sortiert. Die Gemeinden, in denen eine Erreichung von 80 % Autarkie nicht möglich ist, sind in dieser Darstellung ausgeschlossen. Zusätzlich ist die Speicherkapazität, die zum Erreichen von 90 % Autarkie benötigt



**Abbildung 5.12.:** Real energetischer Autarkiegrad, der ohne Speicherzubau erreicht wird (a), und benötigte Speicherkapazität für 80 % Autarkie (b), Klimaschutzenszenario 2050 für die Gemeinden des Kreises Steinfurt ohne Biogaspotenzial

wird, abgebildet. Alle zugehörigen Zahlenwerte sind in Tabelle A.11 im Anhang zu finden.

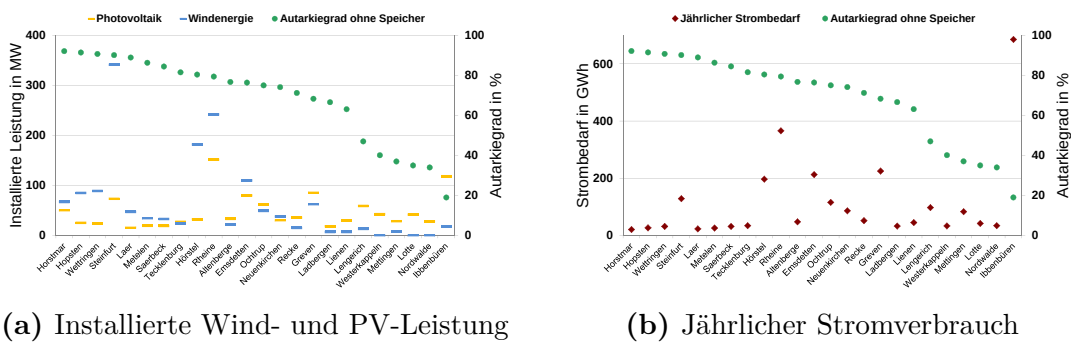


**Abbildung 5.13.:** Benötigte Speicherkapazität für 80 und 90 % Autarkie und der real energetische Autarkiegrad, der ohne Speicherzubau erreicht wird, ohne Nutzung des Biogaspotenzials, ausgewählte Gemeinden des Kreises Steinfurt, Klimaschutzenszenario 2050

In den Gemeinden Hopsten, Horstmar, Wettringen und Steinfurt werden Autarkiegrade von über 90 % erreicht. Horstmar erreicht dabei mit 92,1 % den höchsten Autarkiegrad ohne Speicherkapazität. Die real energetischen Autarkiegrade ohne Speicherkapazität beziehen sich auf die Deckung des Verbrauchs ohne Nutzung des Biogaspotenzials. Rheine ist die erste Gemeinde in der Reihenfolge, die einen real energetischen Autarkiegrad kleiner 80 % erreicht und damit Speicher im Modell zubaute. Das gleiche trifft auf Laer in Bezug auf 90 % Autarkie zu. Greven hat den höchsten Speicherbedarf, was an dem relativ hohen Verbrauch im Vergleich zu den

installierten Erzeugungskapazitäten liegt, s. folgende Abbildung 5.14. Der Speicherbedarf in Greven sinkt bei Nutzung des Biogaspotenzials für 80 % Autarkie auf 43 MWh, vgl. Tabelle A.12 im Anhang.

Die Abbildung 5.14 zeigt die Unterschiede aller Gemeinden im Potenzial der Erzeugungsleistungen Windenergie und Photovoltaik und im jährlichen Stromverbrauch. Rheine hat beispielsweise einen hohen Verbrauch, aber im Gegensatz zu Ibbenbüren auch viel Zubau an Windenergie und Photovoltaik geplant. Die meisten Regionen, die hohe Autarkiegrade „automatisch“ erreichen, weisen geringe Stromverbräuche auf. Aber auch die Stadt Steinfurt fällt mit einem höheren Stromverbrauch darunter, baut aber im Vergleich zu den anderen Regionen sehr viel Windenergie aus, ebenso Hörstel und Rheine. Bei den Regionen, die 80 % Autarkie auch nicht mit Speicherzubau erreichen (ab Lengerich mit 47 % Autarkiegrad ohne Speicher) fällt auf, dass auch sie, bis auf Ibbenbüren, keinen hohen Stromverbrauch haben, jedoch insbesondere Windenergie wenig oder gar nicht ausbauen.

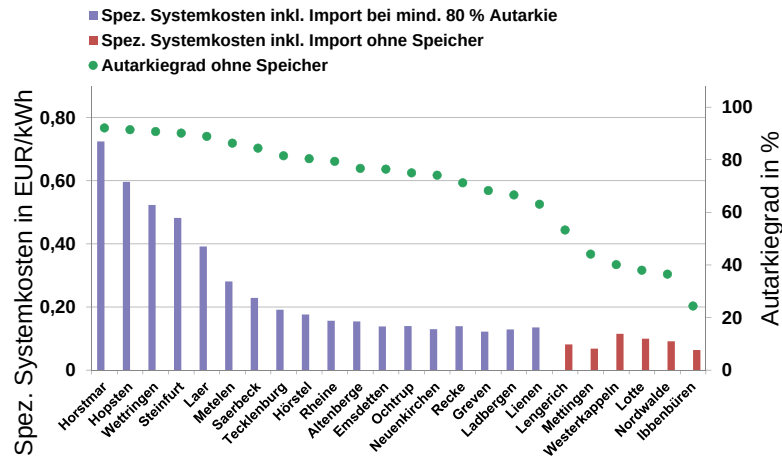


**Abbildung 5.14.:** Installierte Wind- und PV-Leistung (a), jährlicher Stromverbrauch (b) und real energetischer Autarkiegrad, der ohne Speicherzubau erreicht wird, ausgewählte Gemeinden des Kreises Steinfurt, Klimaschutzszenario 2050

Mit Abbildung 5.15 werden die resultierenden Systemkosten bezogen auf den Verbrauch für 80 % Autarkie und für die Variante ohne Nutzung des Biogaspotenzials ausgewertet. In Fällen, in denen real energetische Autarkiegrade größer 80 % ohne Speicherzubau erreicht werden, wurde jeweils der erreichte Autarkiegrad als Basis für die Kosten der importierten Energie angenommen. Die Systemkosten zeigen sehr starke Unterschiede und können in drei Kategorien unterteilt werden. Die Regionen, die hohe Autarkiegrade bereits ohne Speicher erreichen, weisen sehr hohe Systemkosten auf. Von Altenberge bis Horstmar liegen die Systemkosten im Bereich von 15,4 bis 72,4 EURct/kWh. Diese hohen Werte kommen insbesondere durch den niedrigen Stromverbrauch im Vergleich zur Stromerzeugung zustande. Regionen mit einem ausgeglicheneren Verhältnis von Erzeugung zu Verbrauch (in der Kategorie von Emsdetten bis Lienen) weisen Werte zwischen 12,2 (Greven) und 14,0 EURct/kWh (Ochtrup) auf. Diese Werte sind deutlich realistischer, aber im-



mer noch sehr hoch im Vergleich zu deutschlandweiten Szenarien. Alle Regionen, die keine Speicher ausbauen (Lengerich bis Ibbenbüren), erreichen deutlich geringere Werte (6,4 bis 11,5 EURct/kWh). Dies ist zum einen bedingt durch die fehlenden Kosten für Speicherkapazität (die aber auch in den „Überschussregionen“ der ersten Kategorie keine Rolle spielen), zum anderen aber vor allem durch den hohen Verbrauch, auf den sich die Erzeugungskosten beziehen.

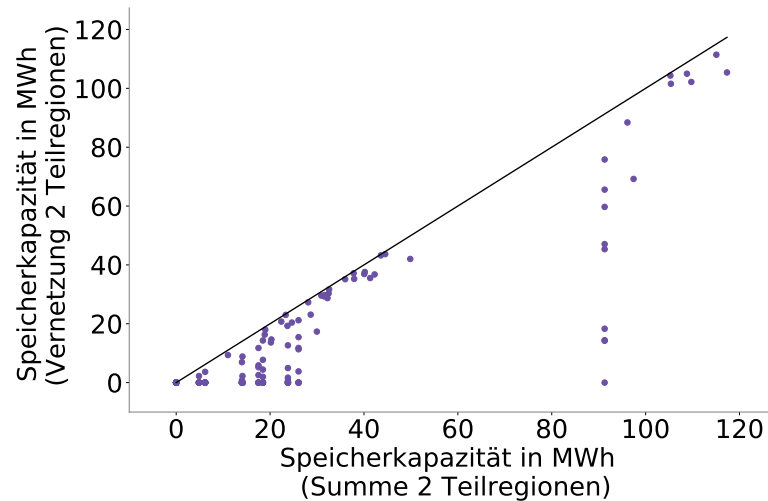


**Abbildung 5.15.:** Resultierende spezifische Systemkosten auf Gemeindeebene bei 80 % Autarkie und ohne Nutzung des Biogaspotenzials

Die Auswertung nach spezifischen Systemkosten stößt hier an ihre Grenzen. Es wird deutlich, dass die Systemanalyse von Regionsgrößen auf kommunaler Ebene unter Annahme von real energetischen Autarkiegraden nicht zielführend ist. Zum einen ist die Bandbreite der Ergebnisse bezüglich Speicherkapazität und Systemkosten zu groß, zum anderen wird deutlich, dass die Vernetzung von Kommunen unabdingbar ist, da es neben einer großen Zahl an „Überschussregionen“ Regionen gibt, die Autarkieziele nicht erreichen können. Regionen, die ein ausgeglichenes Verhältnis von Erzeugung und Verbrauch aufweisen, gibt es nur wenige, und selbst hier sind die resultierenden Systemkosten deutlich zu hoch.

Im Folgenden wird daher noch eine Vernetzung von jeweils zwei der 18 Regionen, in denen Speicherkapazität ausgebaut wird, untersucht. Abbildung 5.16 zeigt die Speicherkapazität beim Vernetzen von jeweils zwei Gemeinden im Vergleich zu den jeweils addierten Werten bei einzelner Betrachtung. Die Vernetzung ist generisch zu verstehen, da nicht berücksichtigt wurde, ob die Regionen tatsächlich geographisch nebeneinander liegen. Insgesamt ergeben sich damit 153 Kombinationsmöglichkeiten. Die Untersuchung wurde für 80 % Autarkie ohne Nutzung des Biogaspotenzials durchgeführt.

Die Speicherkapazität sinkt in allen Fällen bei Vernetzung gegenüber der Addition der jeweils individuell betrachteten Regionen, weist jedoch weiterhin eine hohe Band-



**Abbildung 5.16.:** Speicherkapazität zur Erreichung von 80 % Autarkie bei Vernetzung von jeweils zwei Teilregionen und Vergleich mit den entsprechenden addierten Werten bei Betrachtung der Teilregionen einzeln, ohne Nutzung des Biogaspotenzials, Gemeinden des Kreises Steinfurt, Klimaschutzszenario 2050

breite auf. In 50 von 153 Regionenkombinationen sinkt die Speicherkapazität auf 0. In 12 Regionenkombinationen hingegen lässt sich die Speicherkapazität um weniger als 5 % absenken. Weitere 22 Regionenkombinationen lassen die Speicherkapazität um bis zu 20 % sinken. Damit wird deutlich, dass die Ergebnisse der Systemanalyse auf Gemeindeebene auch bei Vernetzung eine sehr heterogene Struktur aufweisen. Es gibt auf der einen Seite Regionen mit hohem Speicherbedarf, der sich auch durch eine Vernetzung nicht absenken lässt, und auf der anderen Seite Regionen, bei denen eine Vernetzung mit der Nachbarregion ausreicht, um den Speicherbedarf auf 0 zu senken. Die Ergebnisse zeigen jedoch auch, dass im Mittel eine Vernetzung von jeweils zwei Regionen zu einer Absenkung der Speicherkapazität auf 56 % zur Erreichung von 80%iger Autarkie im Vergleich zur individuellen Betrachtung führt.

## 5.4. Sensitivitätsanalysen

Die Untersuchungen aller bis hierher durchgeführten Analysen basieren auf den technischen und ökonomischen Parametern, die in Abschnitt 4.2 vorgestellt wurden, und den Wetterdaten aus dem Jahr 2005. Im Folgenden wird ergänzend untersucht, wie sensitiv die Ergebnisse der Speicherbedarfsberechnungen auf verschiedene Eingangsparameter reagieren. Zunächst wird die Nutzung des Biogaspotenzials flexibilisiert (Abschnitt 5.4.1). Anschließend werden verschiedene Speichertechnologien und der Einfluss der entsprechenden Parameterannahmen betrachtet (Abschnitt 5.4.2).

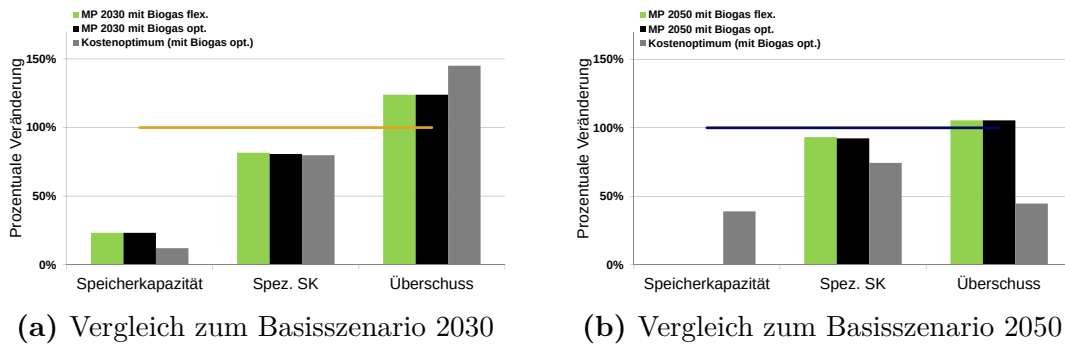
Abschließend werden die Wetterdaten zur Berechnung der Einspeiseleistungen von Windenergie und Photovoltaik variiert und alle zur Verfügung stehenden Wetterjahre aus dem coastDat-Datensatz (1998 bis 2014) verwendet (Abschnitt 5.4.3). Verschiedene Lastprofile und Kostenannahmen sind Fokus der Sensitivitätsuntersuchungen im folgenden Kapitel zur Quartiersbetrachtung (Kapitel 6). Alle Sensitivitätsanalysen werden im Folgenden für die Systemebene der Masterplanregion durchgeführt.

### 5.4.1. Systembeitrag der Biogastechnologie

Die Abbildung 5.17 zeigt die prozentuale Veränderung verschiedener Kennwerte bei flexiblem Einsatz des Biogaspotenzials im Vergleich zu dem jeweiligen Basisszenario aus den Masterplänen 2030 und 2050 und für 80 % Autarkie (alle absoluten Werte sind in den Tabellen A.14 und A.15 im Anhang zu finden). Die Kennwerte, die ausgewertet werden, sind Speicherkapazität, spezifische Systemkosten und Überschussenergie. Verglichen werden zwei Flexibilisierungsszenarien: der flexible Einsatz (mit doppelter installierter BHKW-Leistung, MP mit Biogas flex.) und der optimierte Einsatz des Biogas-BHKW (MP mit Biogas opt.), beide mit fest installierten fluktuierenden Erneuerbaren Energien auf Basis der Masterplanszenarien. Das Kostenoptimum, in dem auch die installierten Leistungen der fluktuierenden EE optimiert werden (bereits ausgewertet in 5.2), und das Szenario mit unflexiblen Einsatz von Biogas (jeweils als Basisszenario mit 100 % dargestellt) werden vergleichend gegenüber gestellt. Das Potenzial der Biogas-Ressource ist dabei immer konstant, vgl. Tabelle 4.4.

Die benötigte Speicherkapazität sinkt jeweils auf 23 % (674 MWh) im Vergleich zum Basisszenario 2030, sobald die Biogasanlage flexibel eingesetzt wird. Im Vergleich zum Basisszenario 2050 sinkt die Speicherkapazität auf 0, d. h. um die fehlenden Prozentpunkte zu 80 % Autarkie zu erreichen reicht in diesem Fall ein flexibler Einsatz des Biogas-BHKW. Die BHKW-Leistungen, die dafür in den Optimierungsszenarien installiert werden, sind 174 MW<sub>el</sub> (2030) und 136 MW<sub>el</sub> (2050), vgl. Tabelle A.14 im Anhang. Die Kostenoptimierung aller Technologien (graue Balken) führt zu noch geringeren Werten bei der benötigten Speicherkapazität für 80 % Autarkie (348 MWh). Die absoluten Werte in (a) und (b) der Abbildung 5.17 sind dabei dieselben, beziehen sich jedoch auf unterschiedliche Basisszenarien. Verglichen mit dem Basisszenario 2050 mit 894 MW benötigter Speicherkapazität wird im Kostenoptimum ca. 40 % der Speicherkapazität benötigt. Das ist mehr als bei flexiblem und optimiertem Einsatz des Biogas-BHKW unter Vorgabe der Masterplanszenarien be-

nötigt werden (0 MWh). Dafür werden jedoch auch deutlich weniger EE ausgebaut, vgl. Abbildung 5.10.

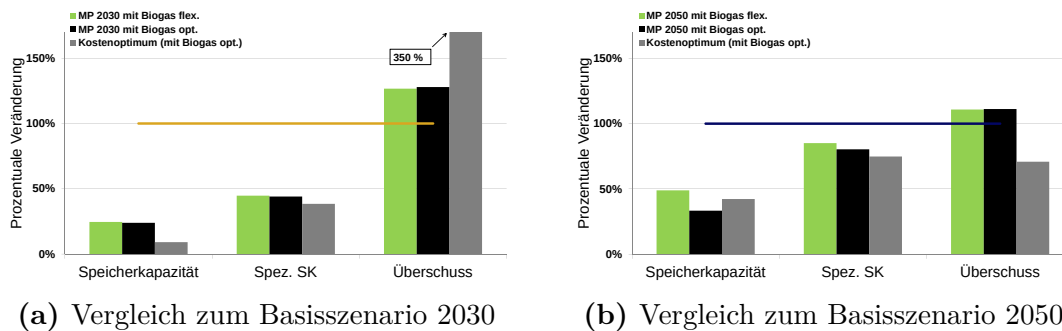


**Abbildung 5.17.:** Prozentuale Veränderung von Speicherkapazität, spezifischen Systemkosten und Überschussenergie bei flexiblem Einsatz des Biogaspotenzials im Vergleich zu den Basisszenarien der Masterpläne 2030 und 2050 mit konstanter Biogasverstromung (jeweils als Balken bei 100 % dargestellt) und für 80 % Autarkie; MP: Masterplan, SK: Systemkosten

Die spezifischen Systemkosten sinken 2030 in allen drei Vergleichsszenarien verglichen mit dem Basisszenario, bewegen sich jedoch auf gleichem Niveau (0,087 bis 0,089 EURct/kWh). Das Kostenoptimum aller Technologien erreicht dabei den geringsten Wert. Im Vergleich zum konstanten BHKW-Einsatz, berechnet mit dem Masterplan 2050, führt dagegen ein flexibler bzw. optimierter Betrieb zu keinem großen Unterschied in den Kosten, obwohl die Speicherkapazität auf 0 absinkt, was an den hohen Überkapazitäten liegt. Die Überschüsse erhöhen sich leicht um 24 bzw. 5 % auf jeweils den gleichen Wert (2030: 1.571 GWh und 2050: 4.352 GWh). Die Überschussenergie bei Kostenoptimierung aller Technologien ist mit 1.840 GWh im Vergleich zum Basisszenario 2030 noch höher, im Vergleich zum Basisszenario 2050 jedoch deutlich geringer als die Vergleichsszenarien. Der flexible Einsatz der Bioenergie, der in einer geringeren Speicherkapazität resultiert, führt demnach zu größeren Überschussmengen bei Verwendung der Erzeugungsleistungen für Windenergie und Photovoltaik aus den Masterplanszenarien.

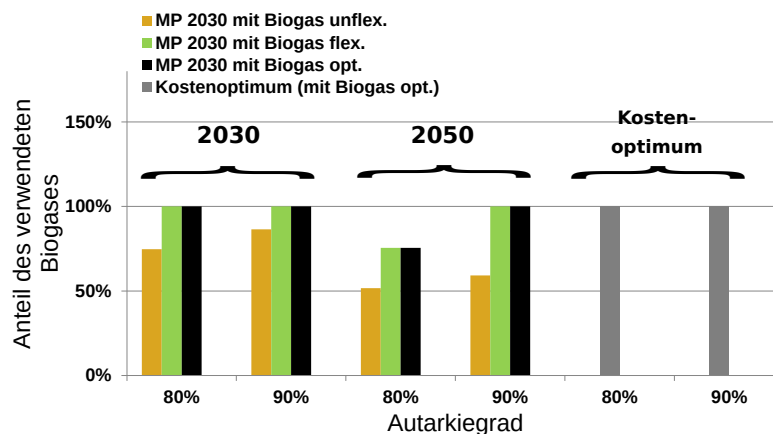
Abbildung 5.18 vergleicht dieselben Szenarien für 90 % Autarkie. Auch hier resultieren die flexibilisierte und optimierte Variante des BHKW-Einsatzes in gleichen Werten für die benötigte Speicherkapazität im Masterplanjahr 2030. Im Masterplanjahr 2050 hingegen kann mit der optimierten Variante noch etwas mehr herausgeholt werden, um Speicherkapazität zum Erreichen von 90 % Autarkie einzusparen. Prozentual gesehen ist die Absenkung der Speicherkapazität im Vergleich zum Basisszenario 2030 vergleichbar mit der Absenkung zur Erreichung von 80 % Autarkie (vgl. Abbildung 5.17a). Die Systemkosten können mit flexiblem Einsatz noch stärker gesenkt werden, vor allem für die 2030er Szenarien. Verglichen mit dem Basisszena-

rio 2050 erfolgt auch eine Absenkung der Systemkosten. Diese ist weniger stark, was jedoch auf den extrem hohen Ausgangswert des Basisszenarios 2030 zurückzuführen ist.



**Abbildung 5.18.:** Prozentuale Veränderung von Speicherkapazität, spezifischen Systemkosten und Überschussenergie bei flexiblem Einsatz des Biogaspotenzials im Vergleich zu den Basisszenarien der Masterpläne mit konstanter Biogasverstromung 2030 und 2050 (jeweils als Balken bei 100 % dargestellt) und für 90 % Autarkie; MP: Masterplan, SK: Systemkosten

Abschließend wird mit Abbildung 5.19 die verwendete Menge des Biogaspotenzials in den untersuchten Szenarien dargestellt. In den Basisszenarien der Masterpläne wird bei konstantem Einsatz nicht das volle Biogaspotenzial ausgeschöpft. Zur Erreichung von 80 % Autarkie mit den Masterplanzielen 2030 wird nur 75 % des vorhandenen Biogaspotenzials genutzt. Dieser Wert steigt leicht auf 86 % zur Erreichung eines Autarkiegrads von 90 %. Mit den Ausbauzielen für das Jahr 2050 sinkt der Anteil des genutzten Biogaspotenzials durch die Überbauung von Windenergie und Photovoltaik noch einmal auf weniger als 60 % in beiden Fällen. Die flexible Nutzung von Biogas kann den Anteil des genutzten Biogaspotenzials deutlich erhöhen. Bis auf das 80%-Szenario mit den Zielen des Masterplanjahres 2050 wird in allen flexiblen Einsatzvarianten das volle zur Verfügung stehende Potenzial ausgeschöpft.

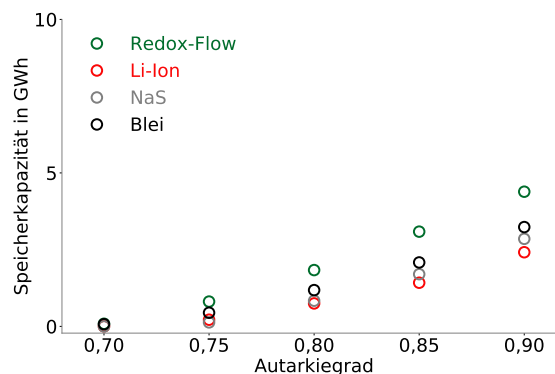


**Abbildung 5.19.:** Anteil der eingesetzten Biogasmenge am zur Verfügung stehenden Biogaspotenzial

### 5.4.2. Betrachtung verschiedener Speichertechnologien

Während die bisherigen Untersuchungen mit den Parameterannahmen einer generischen Speichertechnologie erfolgten (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2), werden nun verschiedene Speichertechnologien unter Annahme konkreter technischer und ökonomischer Parameter abgebildet und damit eine Fehlerabschätzung der Ergebnisse vorgenommen. Der Fokus liegt auf der Kostenoptimierung aller Technologien (Erneuerbare Energien und Speicher), da die Verwendung der Masterplanszenarien nur zu einer Skalierung der Speicherkapazität und -leistung entsprechend der vorgegebenen Technologieparameter führen würde.

Abbildung 5.20 zeigt die Speicherkapazitäten, die aus der Variation der Batteriespeichertechnologien resultieren. Die Speicherkapazitäten variieren von 750 kWh bis 1,8 MWh im Fall von 80 % Autarkie und von 2,4 bis 4,4 MWh im Fall von 90 % Autarkie. Der Li-Ion-Technologie sind dabei die geringsten und der Redox-Flow-Technologie die höchsten Speicherkapazitäten zuzuordnen. Die Betrachtung der Redox-Flow-Technologie führt zwar zu der größten Speicherkapazität, jedoch insgesamt zu den günstigsten Systemkosten, vgl. Tabelle A.16 im Anhang. Die Abweichungen zu den anderen Technologieoptionen sind jedoch gering.



**Abbildung 5.20.:** Benötigte Speicherkapazität für verschiedene Autarkiegrade unter Berücksichtigung konkreter Speichertechnologien bei Kostenoptimierung

Verglichen mit Optimierung unter Annahme einer generischen Speichertechnologie (vgl. Abbildung 5.8b), die zu Speicherkapazitäten von 350 kWh bei 80 % Autarkie und 1,9 MWh bei 90 % Autarkie führt, liegen die Speicherkapazitäten der Sensitivitätsanalyse in etwas höheren Bereichen. Die spezifischen Systemkosten sind jedoch ähnlich und sogar etwas günstiger. Sie liegen im Bereich von 8,4 bis 8,6 EURct/kWh (verglichen mit 8,7 EURct/kWh im Basisszenario) und 9,8 bis 10,5 EURct/kWh (verglichen mit 11,0 EURct/kWh im Basisszenario). In Abbildung A.6 und in Tabelle A.17 im Anhang sind zusätzlich die zugehörigen Wind- und PV-Leistungen sowie die Speicherleistungen dargestellt.

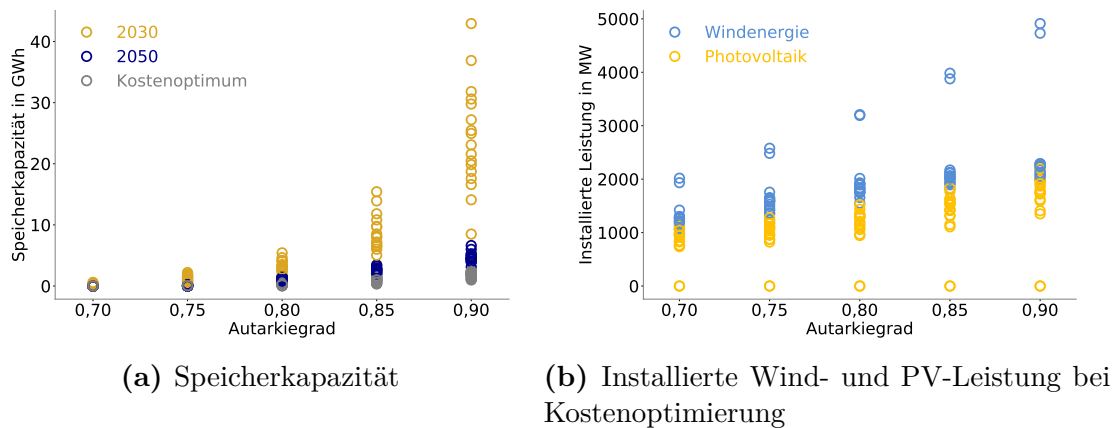
### 5.4.3. Einfluss des betrachteten Wetterjahrs

Im Folgenden wird der Einfluss des betrachteten Wetterjahres, das zu unterschiedlichen Einspeiseprofilen von Windenergie und Photovoltaik führt, untersucht. Wie schon in den vorangegangenen Sensitivitätsanalysen wird auch hier nur die gesamte Masterplanregion für die Untersuchungen herangezogen, da die Ergebnisse übertragbar sind. In Abgrenzung zu den bisherigen Szenarien, die alle mit dem Wetterjahr 2005 durchgeführt wurden, werden im Folgenden die Ergebnisse der Berechnungen mit 17 Wetterjahren (1998 bis 2014) ausgewertet. Äquivalent zu Abschnitt 5.2 werden die Speicherkapazitäten unter Annahme der Masterplanszenarien 2030 und 2050 und bei Kostenoptimierung ohne vorgegebene installierte Erzeugungsleistungen ausgewertet.

Abbildung 5.21 zeigt in (a) die Verteilung der benötigten Speicherkapazitäten zur Erreichung verschiedener Autarkiegrade unter Annahme der 17 Wetterjahre. Zusätzlich werden in (b) die installierten Leistungen für Windenergie und Photovoltaik, die ohne Vorgabe der Masterplanszenarien aus der Kostenoptimierung resultieren, abgebildet. Alle zugehörigen Werte inkl. Systemkosten sind in den Tabellen A.18 bis A.20 im Anhang zu finden. Zusätzlich im Anhang sind die zugehörigen Überschuss- und Importenergiemengen sowie die Importleistungen abgebildet (Abbildungen A.7 bis A.9). Die Ergebnisse der resultierenden Speicherkapazitäten zeigen eine sehr hohe Bandbreite für das Ausbauszenario 2030. Verglichen mit den Ergebnissen bei Annahme des Wetterjahres 2005 und eines Autarkiegrads von 80 % (vgl. Abbildung 5.8b) weicht die maximale Speicherkapazität aller Wetterjahre um fast das Doppelte und die minimale Speicherkapazität um ungefähr die Hälfte ab. Die resultierenden Speicherkapazitäten des Wetterjahres 2005 liegen damit im Mittelfeld.

Die Speicherkapazitäten berechnet mit den Ausbauzielen 2050 weisen eine signifikant kleinere Bandbreite auf. Auch hier weicht die Speicherkapazität verglichen mit dem Wetterjahr 2005 nach oben um ungefähr das Doppelte ab. Die Abweichung nach unten beträgt fast 90 %. Die Kostenoptimierung aller Technologien führt zu der geringsten absoluten Bandbreite an Speicherkapazitäten. Prozentual gesehen sind die Abweichungen ähnlich der der 2050er Szenarien. Die installierten Leistungen bei Kostenoptimierung liegen in einem Wertebereich von 1,6 bis 3,2 GW für Windenergie und 0 bis 1,4 GW für Photovoltaik im Fall von 80 % Autarkie. Für 90 % Autarkie steigen die installierten Leistungen auf Bereiche von 2,0 bis 4,9 GW für Windenergie und 0 bis 2,3 für Photovoltaik.

Verglichen mit den optimierten Ausbaukapazitäten unter Annahme des Wetterjahres 2005 (1,7 GW Windenergie und 1,3 GW Photovoltaik für 80 % Autarkie, 2,1 GW



**Abbildung 5.21.:** Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad (a) für die Masterplanszenarien 2030 (gelb) und 2050 (blau) mit konstantem Einsatz der Biogasanlage und unter Annahme eines kostenoptimalen Ausbaus und Einsatzes von Windenergie, PV und Biogasanlage (grau) und installierte Wind- und PV-Leistung bei Kostenoptimierung (b) für verschiedene Wetterjahre (1998–2014)

Windenergie und 1,8 GW Photovoltaik für 90 % Autarkie) sind die Werte für Windenergie eher im unteren Bereich der Bandbreite und die Werte für Photovoltaik eher im oberen Bereich anzuordnen. Im Vergleich zu den maximalen Ausbauzielen der Masterpläne übersteigt die Bandbreite der installierten Leistungen der Windenergie die Pläne um 50 % bis mehr als das Doppelte, abhängig vom betrachteten Autarkiegrad. Die optimierten Kapazitäten der Photovoltaik liegen unter den maximalen Ausbauzielen der Masterpläne.

## 5.5. Zusammenfassung

In Kapitel 5 wird auf der regionalen Ebene von Landkreisen, kreisfreien Städten und Gemeinden untersucht, welche Speicherkapazitäten und Systemkosten sich in Abhängigkeit der Systemgröße und vorgegebener Autarkiegrade ergeben. Im Fokus der Untersuchung steht außerdem, wie sich ländliche und städtische Teilregionen im Hinblick auf die Übertragung von Überschussenergie ergänzen und welcher Speicherbedarf sich bei Vernetzung ergibt. Bei Verfolgung der Masterplanziele zum Ausbau EE, die auf Landkreisebene zu bilanziellen Autarkiegraden weit über 100 % führen, erreichen die ländlichen Regionen bereits ohne den Einsatz von Speichern hohe real energetische Autarkiegrade von ca. 70 bis 80 %. Auf Gemeindeebene führt der planmäßige Ausbau EE zu teilweise noch weit höheren Werten. Hier sind aufgrund der hohen Überschüsse in einigen Gemeinden real energetische Autarkiegrade von bis zu 100 % ohne Speicher möglich.



Die Städte sind hingegen auf den Import von elektrischer Energie aus den ländlichen Regionen angewiesen. Dies resultiert zum einen aus der Analyse der Stadt Osnabrück, die mit ihren Ausbauzielen einen real energetischen Autarkiegrad von maximal 38 % erreicht und damit nicht genügend Erzeugungsleistung für eine alleinige Deckung ihres Verbrauchs im Stadtgebiet bereitstellt. Zum anderen gibt es auch Gemeinden, in denen eine real energetisch autarke Versorgung auch mit Speichern nicht möglich wäre. Auf Gemeindeebene sind die Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Gemeinden noch stärker als auf Landkreisebene. Daraus lässt sich ableiten, dass die Gemeindeebene zu klein für real energetische Autarkiebetrachtungen ist, da die einzelnen Regionen kein ausgeglichenes Verhältnis zwischen Erzeugungspotenzialen und Verbrauch aufweisen und die Unterschiede zwischen den Regionen zu groß sind. Auch eine Vernetzung von jeweils zwei Gemeinden führt zu heterogenen Ergebnissen hinsichtlich des Potenzials einer Senkung des Speicherbedarfs.

Die Synergien bei Vernetzung ermöglichen eine Versorgung der Städte mit geringem Ausbaupotenzial, führen in den ländlichen Regionen jedoch zu einer Reduktion des real energetischen Autarkiegrads, im Vergleich zur individuellen Betrachtung, oder zu erhöhten Speicherkapazitäten. Die Vernetzung von ländlichen Regionen führt zu einer Verringerung der Bilanzlücke und damit zu einem reduzierten Speicherbedarf. Insgesamt zeigen die Ergebnisse eine große Bandbreite an Speicherkapazitäten und Systemkosten abhängig von der Systemgröße und dem Autarkiegrad. Ein kostenoptimierter Ausbau ist deutlich günstiger und führt zu geringeren Speicherkapazitäten als unter Annahme der Ausbauziele der Masterplanszenarien. Der Einfluss der Flexibilität durch die Biogastechnologie auf den resultierenden Speicherbedarf ist sehr hoch. Auch das zugrunde gelegte Wetterjahr und die daraus resultierenden Einspeiseleistungen von Windenergie und Photovoltaik beeinflussen die Ergebnisse stark. Die technischen und ökonomischen Parameter der Speichertechnologien führen nur zu geringen Abweichungen.



## **6. Ergebnisse – Technisch-ökonomische Bewertung auf Quartiersebene**

Während in Kapitel 5 Speicherkapazitäten und Systemkosten auf Basis von Systemanalysen für die gesamte Region untersucht wurden, wird im Folgenden mit dem Quartier eine konkrete Umsetzungsebene für die Installation von Speichern betrachtet. Das Quartier bietet zum einen aufgrund des direkten Vergleichs zum Speichereinsatz in einzelnen Haushalten, eine gute Möglichkeit, verschiedene Systemgrößen miteinander zu vergleichen. Zum anderen beziehen sich Quartierskonzepte mit Stromspeichern bei ihrer angestrebten (Teil-)autarkie immer auf die reale Versorgung. Sie werden nicht bilanziell, wie auf der regionalen Ebene üblich, betrachtet. Die Szenarien im folgenden Kapitel bieten daher eine gute Möglichkeit, Speicherkapazitäten auf Basis realer Autarkievorgaben zu untersuchen und mit der regionalen Ebene aus dem vorherigen Kapitel zu vergleichen.

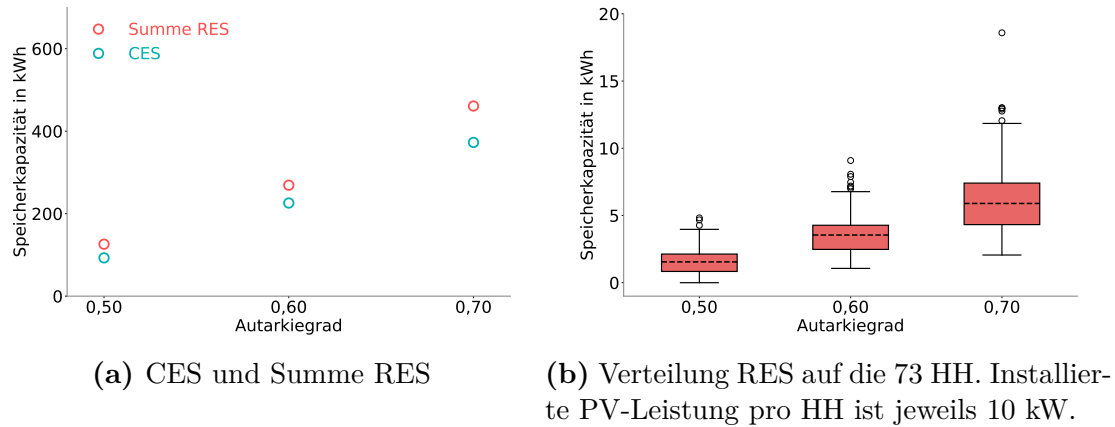
In Abschnitt 6.1 wird zunächst untersucht, welche Unterschiede sich in Speicherbedarf und Systemkosten bei Betrieb von Speichern in Einzelhaushalten und beim Zusammenschluss als Quartier unter Vorgabe verschiedener zu erreichender Autarkiegrade ergeben. Darüber hinaus wird die Installation von Speichern in Abgrenzung zur Region nicht nur aus Systemsicht, sondern auch aus betriebswirtschaftlich ökonomischer Sicht unter Berücksichtigung eines realen Strombezugspreises optimiert. Anschließend wird in Abschnitt 6.2 mit der Datenbasis eines realen Quartiers der Einfluss von Gewerbelastprofilen im Quartier und von Verbrauchern ohne Photovoltaikanlage analysiert. Mit Abschnitt 6.3 wird darüber hinaus auf das Geschäftsmodell des Peak-Shaving, das eher in Unternehmen mit hohem Verbrauch und hohen Leistungsspitzen Anwendung findet, eingegangen und der Einfluss von Photovoltaik und Batteriespeichern auf den Autarkiegrad analysiert.

## 6.1. Vergleich von Speicherbedarf und Systemkosten in Einzelhaushalten und Quartieren

Im Folgenden werden zunächst die Unterschiede zwischen dem Betrieb von Speichern in jedem einzelnen Haushalt eines Quartiers und dem Betrieb eines zentralen Quartiersspeichers aufgezeigt. Untersucht wird, welche Auswirkungen die Unterschiede der Systemgrößen auf den Speicherbedarf haben und wie sich diese Unterschiede in den Systemkosten widerspiegeln. Die ökonomischen und technischen Annahmen sind dieselben wie in den regionalen Untersuchungen aus Kapitel 5, um die Ergebnisse vergleichbar zur regionalen Ebene zu halten. Für den Netzbezug werden zusätzlich zur reinen Systemkostenbetrachtung die Bezugskosten aus Verbrauchersicht angenommen (vgl. Tabelle 4.3) und das System aus betriebswirtschaftlicher Sicht optimiert.

Entsprechend der Tabelle 4.6 wird auf Basis der Szenarien 18 bis 23 untersucht, wie sich der Speicherbedarf und die Systemkosten verändern, wenn statt Speichern in einzelnen Haushalten ein Speicher für das gesamte Quartier zur Verfügung steht und somit der Ausgleich von Überschüssen und Defiziten zwischen den einzelnen Haushalten zugelassen wird. Grundsätzlich wird zwischen Szenarien mit vorgegebener installierter Leistung von Photovoltaik (PV-Ausbauszenario) und Szenarien, in denen die PV-Leistung offen gelassen und zusammen mit dem Speicherausbau optimiert wird (PV-Kostenoptimum), unterschieden. Die Abbildung 6.1 vergleicht in (a) die Summe der zu installierenden Speicherkapazitäten in 73 Einzelhaushalten (RES) zur Erreichung der vorgegebenen Autarkiegrade mit der benötigten Speicherkapazität bei Vernetzung der Einzelhaushalte im Quartier (CES) und bildet zusätzlich die Bandbreite der Speicherkapazitäten in den Einzelhaushalten ab (b). Grundlage ist das PV-Ausbauszenario mit vorgegebenen 10 kW installierter PV-Leistung pro Haushalt (Szenarien 18 bis 20 aus Tabelle 4.6).

Von den insgesamt 74 zur Verfügung stehenden Lastprofilen wurden nur 73 für die Auswertung berücksichtigt. Ein Ausreißer aus dem Datensatz der 74 Lastprofile, der zu Extremwerten im Speicherbedarf bei Vorgabe eines zu erreichenden Autarkiegrads führte, wurde aussortiert. Im Anhang A.10 ist die Verteilung der Speicherkapazitäten aller 74 Haushalte dargestellt und der Ausreißer gut erkennbar. Die Grafik enthält zusätzlich die Verteilung von RES und PV im PV-Kostenoptimum (A.10b), die im Verlauf des Abschnitts noch behandelt wird. Bei dem Lastprofil handelt es sich um die Nr. 46 aus Tjaden et al. (2015). Dieses Lastprofil verzeichnet mit 8,6 MWh den höchsten Verbrauch des Datensatzes (vgl. Tjaden et al., 2015, S. 3–4). Da jedoch auch andere Lastprofile hohe Verbräuche von bis zu 8 MWh/a



**Abbildung 6.1.:** Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für einen gemeinsamen Quartierspeicher (CES, a) und für die 73 Einzelhaushalte (b) im PV-Ausbauszenario. Vergleichend wird die Summe der Speicherkapazität der Einzelhaushalte dargestellt (RES, a).

erreichen, ist für das extreme Ergebnis im Speicherbedarf vermutlich der mit Abstand geringste Sommeranteil, welcher „beschreibt, welcher Anteil des jährlichen Stromverbrauchs eines Lastprofils in den sechs Sommermonaten verbraucht wird“ (Tjaden et al., 2015, S. 6), entscheidend. Lastprofil 46 erreicht nur einen Anteil von rund 25 %, während Sommeranteile zwischen 40 und 50 % im Datensatz am häufigsten vorkommen (vgl. Tjaden et al., 2015, S. 6). In den Anhängen A.26 bis A.29 sind außerdem die detaillierten Werte zu den Ergebnissen der Berechnungen, die das Lastprofil 46 einschließen, zu finden. Alle Ergebnisse, die im Folgenden ausgewertet werden, enthalten die Tabellen A.21 bis A.24 im Anhang.

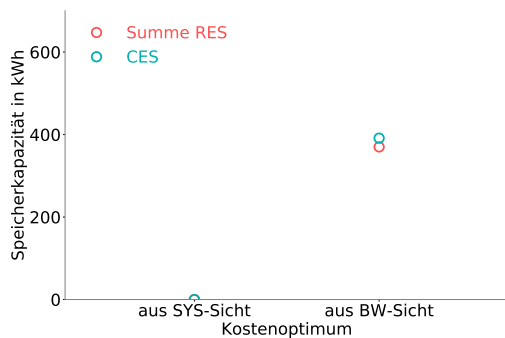
Die Abbildung 6.1b zeigt die Verteilung der Einzelwerte der Speicherkapazitäten in den Haushalten, aus denen sich die Summe RES in Abbildung 6.1a zusammensetzt. Die Verteilung der resultierenden Speicherkapazitäten in den Einzelhaushalten ist weitgehend symmetrisch. Für den Fall von 70 % Autarkie liegt die Hälfte der resultierenden Speicherkapazitäten zwischen 4,3 und 7,4 kWh. Der Median liegt bei 5,9 kWh, also in einer Größenordnung von gängigen Heimspeichern. Es sind in allen drei Autarkiefällen aber auch viele Ausreißer nach oben zu erkennen. Fast 5 kWh Speicherkapazität wird beispielsweise bei einigen Haushalten auch schon zur Erreichung von 50 % Autarkie benötigt. Im Fall von 70 % Autarkie liegt die maximal resultierende Speicherkapazität bei 18,6 kWh. Die vielen Ausreißer spiegeln sich auch in den Mittelwerten wider, die in allen drei Autarkiefällen geringfügig über dem jeweiligen Median liegen, vgl. Tabelle A.23 im Anhang. Die Ausreißer sind jedoch deutlich geringer als der Extremwert, den Lastprofil 46 erzeugt, vgl. Abbildung A.10 im Anhang.

Die Ergebnisse in Abbildung 6.1a zeigen, dass die Speicherkapazität eines gemeinsamen Quartierspeichers im Schnitt ungefähr 20 % unter der Summe der Einzelhaushaltsspeicher liegt. Für 50 % Autarkie werden beispielsweise 93 kWh im Quartier benötigt, die Summe der Speicherkapazitäten in den Einzelhaushalten ergibt 126 kWh. Mit größer werdendem Autarkiegrad wird die Differenz zwischen Quartiers- und Haushaltslösung größer. Zur Erreichung von 70 % Autarkie liegen fast 100 kWh zwischen beiden Varianten (373 im Vergleich zu 461 kWh). Darüber hinaus ist in der entsprechenden Grafik im Anhang, die das Lastprofil 46 beim Zusammenschluss als Quartier einschließt (Abbildung A.11a), zu erkennen, dass hier eine deutliche Reduzierung der Speicherkapazität beim Zusammenschluss der Einzelhaushalte zum Quartier, vor allem bei hohen Autarkiegraden zu verzeichnen ist. Im 50%-Szenario des Zusammenschlusses von 74 Haushalten gibt es kaum Unterschiede zum Zusammenschluss von nur 73 Haushalten, im 70%-Szenario jedoch wird die Speicherkapazität um fast 80 % reduziert. Die resultierenden Kapazitäten des CES liegen zudem nur leicht über den Ergebnissen der Quartiersberechnung mit nur 73 Haushalten. Für 70 % Autarkie wird beispielsweise 387 kWh Speicherkapazität benötigt im Vergleich zu 373 kWh ohne Lastprofil 46 (im 50%-Szenario sind die Unterschiede noch geringer: 97 im Vergleich zu 93 kWh). Daraus lässt sich schließen, dass die Besonderheit des Lastprofils mit der Nr. 46, die bei einzelner Betrachtung zu deutlich überdimensionierten Kapazitäten führt, sich bei Vernetzung gut mit den anderen Lastprofilen ergänzt. Da jedoch davon auszugehen ist, dass dieses Lastprofil nicht repräsentativ ist (wie bereits im vorherigen Abschnitt erläutert), wird im Folgenden nicht weiter auf die großen Unterschiede, die aus dieser Betrachtung resultieren, eingegangen.

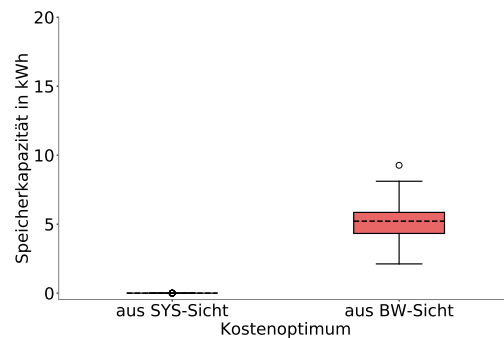
Die Abbildung 6.2 zeigt die Ergebnisse der Berechnungen des Speicherbedarfs ohne vorgegebenen Autarkiegrad und die Abbildung 6.3 die zugehörigen Autarkiegrade. Anders als in Abbildung 6.1 wurde der zu erreichende Autarkiegrad offen gelassen und auf Basis der Strombezugskosten optimiert. Hierfür kamen zwei verschiedene Werte zum Einsatz. Zum einen wurde ein Wert von 0,067 EUR/kWh angenommen, der die Systemsicht und die Kosten für den Graustrom widerspiegelt und die Ergebnisse damit vergleichbar zur Regionsebene macht. Zum anderen wurde ein Strombezugspreis von 0,30 EUR/kWh verwendet, der Basis für die betriebswirtschaftliche Optimierung des Ausbaus von Speichern aus Verbrauchersicht ist, vgl. Tabelle 4.3. Abgrenzend zur regionalen Betrachtung ist diese zusätzliche Annahme hier sinnvoll, da auf Quartiersebene nicht nur eine systemische Analyse möglich ist, sondern die Investition und der Betrieb in Erzeugungs- und Speicheranlagen auch konkreten Akteuren zugeordnet werden können. Um den Fokus der Untersuchung nicht zu verlieren, wurde jedoch soweit vereinfacht, dass Abgaben und Umlagen, wie EEG-

Umlage für den eigenverbrauchten PV-Strom oder Netzentgelte für die Lieferung des Stroms an einen potenziell „externen“ Speicherbetreiber, nicht berücksichtigt wurden.<sup>1</sup>

Die Ergebnisse der Optimierung auf minimale Systemkosten aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht zeigen, dass aus Systemsicht unter Annahme von 0,067 EUR/kWh für die Kosten des nichtautarken Stroms keine Speicher installiert werden. Die zugehörigen Autarkiegrade, die automatisch ohne den Zubau von Speicherkapazität durch die bereits installierte PV-Leistung erreicht werden (vgl. Abbildung 6.3), liegen zwischen rund 30 und 52 %. Aus Verbrauchersicht unter Annahme der tatsächlich zu zahlenden Bezugskosten für den nichtautarken Strom (BW-Sicht) lohnt sich die Installation von Speichern und führt zu einer Erhöhung des Autarkiegrads zwischen 52 und 77 %. Die Hälfte der Haushalte erreicht Werte zwischen 65 und 71 %, der Median liegt bei 69 %. Somit lassen sich die resultierenden Speicherkapazitäten am ehesten mit denen des 70%-Szenarios aus Abbildung 6.1b vergleichen. Die Systemsicht hingegen lässt sich mit den „automatisch“ erreichten Autarkiegraden durch die Vorgaben der Masterpläne auf Regionsebene vergleichen. Die aus Systemsicht kostenoptimalen Autarkiegrade im Quartier liegen jedoch im Schnitt weit unter denen der ländlichen Regionen, da auf der Erzeugungsseite nur Photovoltaik zur Verfügung steht.



(a) CES und Summe RES

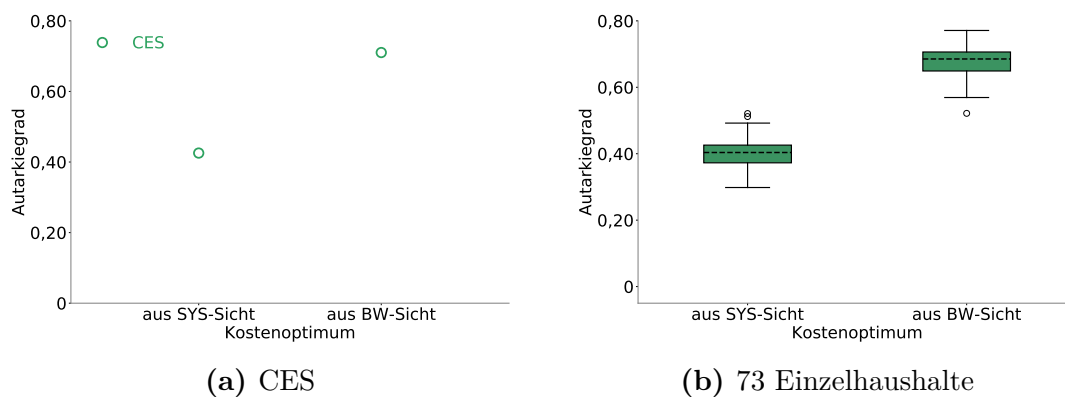


(b) Verteilung RES auf die 73 HH. Installierte PV-Leistung pro HH ist jeweils 10 kW.

**Abbildung 6.2.:** Benötigte Speicherkapazität für den kostenoptimalen Ausbau von Speicherkapazität aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht für einen gemeinsamen Quartierspeicher (CES, a) und für die 73 Einzelhaushalte (b) im PV-Ausbauszenario. Vergleichend wird die Summe der Speicherkapazität der Einzelhaushalte dargestellt (RES, a).

<sup>1</sup>Dies ist der Fall, wenn Verbraucher, Speicher- und PV-Anlagenbetreiber identisch sind, keine EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch anfällt und die Anlagen im eigenen Netz betrieben werden. Aus heutiger Sicht entspräche das PV-Batteriespeicher-Systemen in Haushalten mit installierter PV-Leistung kleiner 10 kW.

Die Hälfte der resultierenden Speicherkapazitäten liegt zwischen 4,3 und 5,9 kWh. Die Bandbreite ist damit deutlich geringer als die des 70%-Szenarios der vorherigen Abbildung. Der Median liegt bei 5,2 kWh. Es gibt nur einen Ausreißer nach oben, der mit 9,3 kWh ebenfalls deutlich geringer ist als der des 70%-Szenarios (18,6 kWh). In Summe ergibt die Speicherkapazität der einzelnen Haushalte im Szenario aus betriebswirtschaftlicher Sicht rund 370 kWh, was zwischen den Ergebnissen für 60 und 70 % Autarkie in den vorangegangenen Szenarien liegt. Der Unterschied zwischen der Summe der Einzelhaushaltsspeicher und dem Quartierspeicher fällt damit nicht so stark aus wie im 70%-Szenario. Zudem kommt es hier zu dem Phänomen, dass die Speicherkapazität der Einzelhaushalte in Summe kleiner ist als die des Quartierspeichers (391 kWh). Der Unterschied ist zwar mit 21 kWh gering, jedoch ist dieses umgekehrte Verhältnis zunächst nicht zu erwarten. Der Grund für die größere Speicherkapazität im Quartier ist, dass das Quartier mit dieser Kapazität einen höheren Autarkiegrad erreicht (71 % im Vergleich zu 66,4 % Autarkie, die sich aus der Summe des Netzbezugs aller Haushalte ergeben).



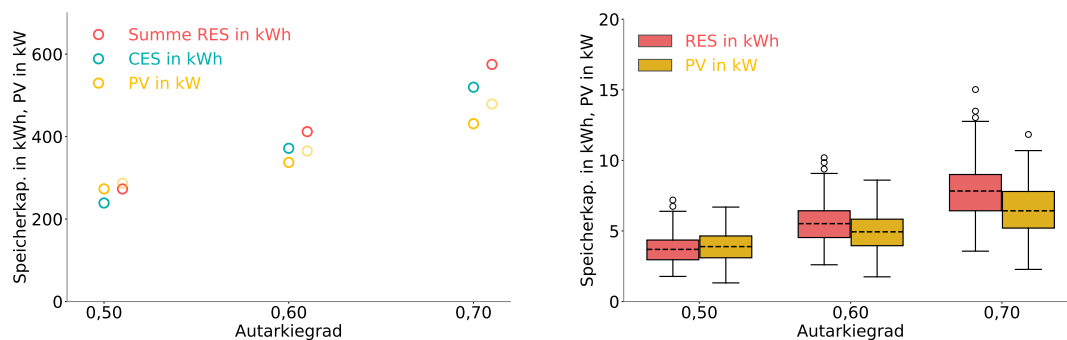
**Abbildung 6.3.:** Erreichte Autarkiegrade bei kostenoptimalem Ausbau von Speicherkapazität aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht für einen gemeinsamen Quartierspeicher (CES, a) und für die 73 Einzelhaushalte (b) im PV-Ausbauszenario

Das Ergebnis ist ausbalancierter, da den Haushalten selbst überlassen wurde, welche Erhöhung des Autarkiegrads durch die Installation von Speichern aus ökonomischer Sicht sinnvoll ist. Mit den resultierenden Speicherkapazitäten werden im Mittel in den Haushalten rund 70 % Autarkie erreicht. Vereinzelt sind sogar weit höhere Autarkiegrade (bis zu 77 %) möglich. Da es in dieser Untersuchung nicht vorrangig um die Nutzung von Synergien zur Erreichung bestimmter Autarkiegrade geht, sondern vielmehr darum, welcher Autarkiegrad mit welcher Speicherkapazität aus Betreibersicht am kostengünstigsten ist, führt der Einsatz eines Quartierspeichers zu keinem Vorteil hinsichtlich der Reduktion der Speicherkapazität. Die Einbeziehung von Abgaben- und Umlagen, die je nach Geschäftsmodell anfallen, könnten dieses Phänomen verschärfen. Ein kleiner Vorteil des Quartierspeichers ist bezüglich



des erreichbaren Autarkiegrads, der 4,6 Prozentpunkte über dem der Einzelhaushalte im Mittel liegt, zu erkennen. Vergleicht man zudem die Speicherkapazitäten auf Haushaltsebene, die benötigt werden, um genau 70 % Autarkie zu erreichen (461 kWh, Abbildung 6.1a) mit den Speicherkapazitäten, die aus der betriebswirtschaftlichen Optimierung resultieren und im Schnitt ebenfalls zu fast 70 % Autarkie führen (370 kWh, Abbildung 6.2a), so lässt sich ein Unterschied von fast 100 kWh feststellen.

Die Abbildung 6.4 vergleicht die benötigten Speicherkapazitäten für Einzelhaushalts- (RES) und Quartierspeicher (CES) bei gleichzeitiger Optimierung der Dimensionen von Photovoltaik und Batteriespeicher auf minimale Systemkosten unter Vorgabe zu erreichender Autarkiegrade. Zusätzlich wird jeweils die dazugehörige installierte PV-Leistung abgebildet. Im Gegensatz zu den vorangegangenen Untersuchungen wird hier die installierte PV-Leistung nicht mit 10 kW pro Haushalt vorgegeben. Die ökonomischen Annahmen für die Optimierung der Systemtechnologien sind in Tabelle 4.2 zu finden. Verglichen mit Abbildung 6.1 ist zu erkennen, dass insgesamt höhere Speicherkapazitäten installiert werden, es dafür auf Haushaltsebene jedoch weniger starke Ausreißer gibt. Zu erkennen ist bei den Einzelhaushalten auch, dass im Fall von 50 % Autarkie das Minimum an zu installierender Speicherkapazität nicht 0 ist (wie im PV-Ausbauszenario, in dem teilweise keine Speicher zugebaut werden müssen, da die vorinstallierten 10 kW für mind. 50 % Autarkie sorgen). Das bedeutet, dass zur Erreichung von Autarkie im PV-Kostenoptimum in keinem der Haushalte nur Photovoltaik ausgebaut wird.



(a) CES, Summe RES und die zugehörige (b) Verteilung RES und PV auf die 73 HH kostenoptimierte PV-Leistung

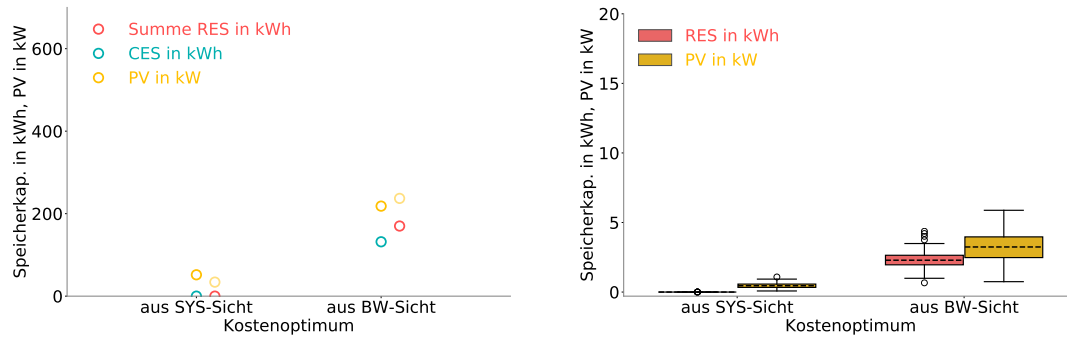
**Abbildung 6.4.:** Benötigte Speicherkapazität und PV-Leistung in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für einen gemeinsamen Quartierspeicher (CES, a) und für die 73 Einzelhaushalte (b) im PV-Kostenoptimum. Vergleichend wird die Summe der Speicherkapazität und PV-Leistung der Einzelhaushalte dargestellt (RES, a).

Die Mediane der resultierenden Speicherkapazität liegen bei 3,7 kWh (50 % Autarkie), 5,5 kWh (60 % Autarkie) und 7,8 kWh (70 % Autarkie) und demnach deut-

lich höher verglichen mit denen der Variante mit fest vorgegebener PV-Leistung (1,5 kWh, 3,5 kWh und 5,9 kWh). Die zugehörigen installierten PV-Leistungen haben eine ähnliche Größenordnung wie die Speicherkapazitäten. Erkennbar ist, dass nur wenige Haushalte in den Bereich von 10 kW installierter Leistung gelangen. Die Hälfte der Haushalte installiert für 70 % Autarkie PV-Leistungen zwischen 5,2 und 7,8 kW. Für 50 und 60 % Autarkie sind die installierten PV-Leistungen noch einmal deutlich geringer. Die Hälfte der Haushalte installiert hierfür weniger als 5 kW und die Maximalwerte liegen bei 6,7 bzw. 8,6 kW.

Auch die Speicherkapazitäten des Quartierspeichers, die zur Erreichung von 50 bis 70 % Autarkie benötigt werden, sind größer als die im PV-Ausbauszenario. Dafür wird auch hier deutlich weniger Photovoltaik, verglichen mit den vorgegebenen 730 kW im PV-Ausbauszenario, ausgebaut (zwischen 273 kW für 50 % Autarkie und 431 kW für 70 % Autarkie). Das führt allerdings dazu, dass bereits für 50 % Autarkie fast 240 kWh Speicherkapazität installiert werden und weniger Autarkie über den Zubau von PV-Überschusskapazitäten (wie sie im PV-Ausbauszenario vorhanden sind) erreicht wird. Bei 73 Haushalten entspricht der Photovoltaik-Ausbau zur Erreichung von 50 % Autarkie ungefähr 4 kW pro Haushalt, 70 % Autarkie werden mit 6 kW pro Haushalt erreicht. Die Unterschiede zwischen Quartierspeicher (CES) und der Summe der Einzelhaushaltsspeicher (Summe RES) bleiben in der gleichen Größenordnung. Einzig im Fall von 70 % Autarkie fallen die Unterschiede zwischen den beiden Speichervarianten im PV-Kostenoptimum etwas geringer als im PV-Ausbauszenario aus.

Abbildung 6.5 bildet die Ergebnisse der Speicherkapazitäten und PV-Leistungen für die Optimierung des Autarkiegrads aus systemischer und betriebswirtschaftlicher Sicht im Fall von nicht vorgegebenen Photovoltaik-Leistungen (PV-Kostenoptimum) ab. Abbildung 6.6 stellt die zugehörigen resultierenden Autarkiegrade dar. Im Vergleich zur Variante mit fest vorgegebener installierter PV-Leistung (Abbildungen 6.2 und 6.3) sind die erreichbaren Autarkiegrade deutlich kleiner. Aus Systemsicht werden maximal knapp 17 %, aus betriebswirtschaftlicher Sicht knapp 60 % Autarkie erreicht (zum Vergleich: im PV-Ausbauszenario sind es 52 und 77 %). Die Speicherkapazitäten, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu den minimalen Stromkosten führen, sind damit auch kleiner als im PV-Ausbauszenario. Der Median liegt bei 2,3 kWh, maximal werden 4,4 kWh installiert (zum Vergleich: im PV-Ausbauszenario liegt der Median bei 5,2 kWh und der Maximalwert bei 9,3 kWh. 2,1 kWh ist das Minimum an installierter Speicherkapazität). Hier wird jedoch mehr Photovoltaikleistung im Vergleich zur Speicherkapazität ausgebaut und nicht umgekehrt wie es bei fest vorgegebenen Autarkiegraden der Fall ist.



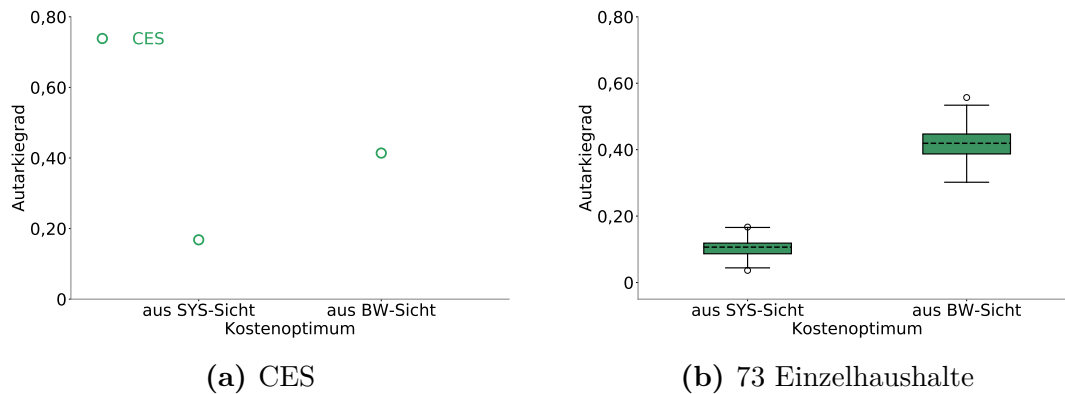
(a) CES, Summe RES und die zugehörige (b) Verteilung RES und PV auf die 73 HH kostenoptimierte PV-Leistung

**Abbildung 6.5.:** Benötigte Speicherkapazität und PV-Leistung für den kostenoptimalen Ausbau von Speicherkapazität und PV-Leistung aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht für einen gemeinsamen Quartierspeicher (CES, a) und für die 73 Einzelhaushalte (b) im PV-Kostenoptimum. Vergleichend wird die Summe der Speicherkapazität der Einzelhaushalte dargestellt (RES, a).

Aus Systemsicht wird auf Haushalts- und Quartiersebene wie auch schon im PV-Ausbauszenario kein Speicher installiert. Die Optimierung führt zu einer sehr geringen installierten Photovoltaik-Leistung von in Summe 34 kW. Verglichen mit den fest vorgegebenen 730 kW im PV-Ausbauszenario ist dieses Optimierungsergebnis nur ein Bruchteil. Vergleichen lässt sich dieses Szenario mit der Regionsebene, in der zusätzlich neben Photovoltaik noch Wind- und Bioenergie als Entscheidungsvariablen zur Verfügung standen, jedoch auch nur ein Autarkiegrad von knapp 38 % erreicht wurde, da Erzeugungskapazitäten nur im minimalen Maßstab und Speicher gar nicht ausgebaut wurden. Das führt zwar zu den geringsten Systemkosten, ist jedoch im Hinblick auf die Ausbauziele Erneuerbarer Energien und die wirtschaftlichen Potenziale, die insbesondere Photovoltaik zur Eigenversorgung hat, unrealistisch.

Die Summe der Haushalte ergibt 170 kWh Speicherkapazität und ca. 240 kW Photovoltaikleistung bei Optimierung aus betriebswirtschaftlicher Sicht. Das ist deutlich weniger als für eine Vorgabe von 50 % Autarkie benötigt werden (ca. 270 kWh) und führt zu einem Autarkiegrad von 42,2 % für das gesamte Quartier. Die Installation eines gemeinsamen Quartierspeichers resultiert in einer deutlich geringeren Speicherkapazität von ca. 130 kWh und einer nahezu gleichbleibenden Photovoltaikleistung von rund 220 kW. Hiermit wird mit 41,4 % ein Autarkiegrad in fast gleicher Höhe erzielt. Insgesamt werden auf Quartiers- und auf Haushaltsebene deutlich weniger Speicherkapazität als im PV-Ausbauszenario installiert, aber auch geringere Autarkiegrade erreicht.

Die Speicherkapazitäten der Quartierspeicher ähneln sich im PV-Kostenoptimum und im PV-Ausbauszenario jeweils für die Autarkiegrade 50 und 60 % (239 kWh

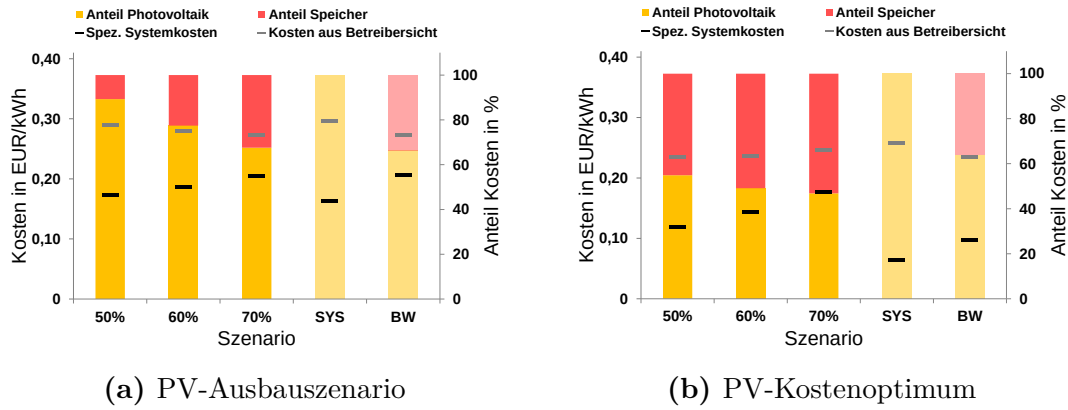


**Abbildung 6.6.:** Erreichte Autarkiegrade bei kostenoptimalem Ausbau von Speicherkapazität und PV-Leistung aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht für einen gemeinsamen Quartierspeicher (CES, a) und für die 73 Einzelhaushalte (b) im PV-Kostenoptimum

im PV-Kostenoptimum und 226 kWh im PV-Ausbauszenario) sowie 60 und 70 % (372 im PV-Kostenoptimum und 373 kWh im PV-Ausbauszenario). Das bedeutet, dass im PV-Ausbauszenario 70 % Autarkie mit einer Speicherkapazität in ähnlicher Größenordnung wie zur Erreichung von 60 % Autarkie im PV-Kostenoptimum erreicht wird. Dasselbe gilt für 60 und 50 % Autarkie. Die Systemkosten sind im PV-Kostenoptimum jedoch deutlich geringer, was auf die Überbauung von Photovoltaik-Leistung (10 kW pro Haushalt) im PV-Ausbauszenario zurückzuführen ist. Die Systemkosten für 50 % Autarkie im PV-Ausbauszenario entsprechen ungefähr den Systemkosten für 70 % Autarkie im PV-Kostenoptimum, wie die folgende Abbildung 6.7 zeigt.

Abbildung 6.7 vergleicht die resultierenden spezifischen Systemkosten (schwarzer Balken) für das Quartier im PV-Ausbauszenario (a) und PV-Kostenoptimum (b) für die vorgegebenen Autarkiegrade 50 bis 70 % und für die Optimierung aus System- und betriebswirtschaftlicher Sicht. Zusätzlich werden die Kosten aus Betreibersicht (grauer Balken) gegenübergestellt. Die Abbildung zeigt außerdem die prozentuale Aufteilung zwischen den Kosten für Photovoltaik und Speicher bezogen auf den jeweilig autarken Teil des Verbrauchs. Alle Detailwerte sind in Tabelle A.25 im Anhang zu finden.

In beiden Abbildungen ist erkennbar, dass die spezifischen Systemkosten mit steigendem Autarkiegrad steigen. In der Optimierung aus Systemsicht sind sie in beiden Fällen am geringsten, da hier keine Speicher installiert werden und der geringste Autarkiegrad erreicht wird. Die Kosten aus Betreibersicht liegen für alle Szenarien unter einem potenziellen Netzbezugspreis von 0,30 EUR/kWh. Im Fall des PV-Ausbauszenarios sinken die Kosten aus Betreibersicht mit steigendem Autarkiegrad



**Abbildung 6.7.:** Vergleich der Kosten aus System- und Betreibersicht für das PV-Ausbauszenario und das PV-Kostenoptimum unter Vorgabe verschiedener Autarkiegrade und für den kostenoptimalen Ausbau von Speicherkapazität (und PV-Leistung) aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht

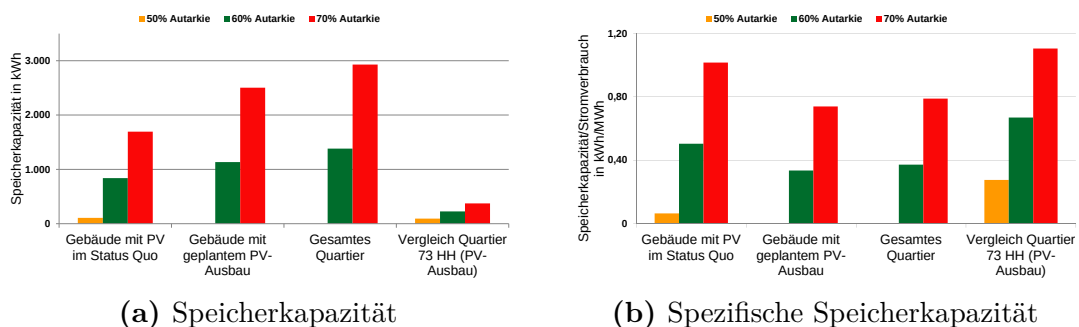
auf ungefähr den Wert, der auch im betriebswirtschaftlichen Optimum erreicht wird (27,4 EURct/kWh). Am teuersten aus Betreibersicht sind die aus Systemsicht optimierten Systeme (29,7 EURct/kWh im PV-Ausbauszenario und 25,8 EURct/kWh im PV-Kostenoptimum), mit denen die geringsten Autarkiegrade erreicht werden.

Die Kosten aus Systemsicht sind im PV-Ausbauszenario deutlich höher als im PV-Kostenoptimum. Im PV-Kostenoptimum werden zwar höhere Speicherkapazitäten, aber auch viel geringere Photovoltaikleistungen als die vorgegebenen 730 kW im PV-Ausbauszenario installiert und somit eine Überbauung vermieden. Damit sinken insgesamt auch die Kosten aus Betreibersicht und liegen zwischen 23,5 bis 24,6 EURct/kWh. Erkennbar ist im PV-Kostenoptimum auch ein ausgeglichenerer Anteil von Photovoltaik und Speichern an den Gesamtkosten des autark gedeckten Verbrauchs als im PV-Ausbauszenario. Die Kosten aus Betreibersicht sinken zwar insgesamt, verglichen mit dem PV-Ausbauszenario, aber nicht mit steigendem Autarkiegrad. Grund hierfür ist, dass die Konstellation aus Speicherkapazität und Photovoltaikleistung für jeden vorgegebenen Autarkiegrad neu optimiert und somit Überbauung von PV-Leistung und damit einhergehende höhere Kosten vermieden werden. Die geringst möglichen Systemkosten hat mit 6,5 EURct/kWh das PV-Kostenoptimum bei Systemoptimierung, aber auch nur eine PV-Leistung von rund 50 kW für das gesamte Quartier und einen Autarkiegrad von knapp 17 %.

## 6.2. Sensitivitätsanalysen auf Basis eines realen Beispielquartiers

Im Folgenden wird ein real existierendes Quartier mit einem konkreten PV-Ausbaupfad betrachtet (Szenarien 24 bis 26 aus Tabelle 4.6). Das Quartier besteht aus 446 Gebäuden, von denen 84 im Status Quo über eine PV-Anlage verfügen und in insgesamt 375 Gebäuden bis zum Jahr 2025 der Ausbau von PV-Anlagen geplant ist. Zu den einzelnen Gebäuden sind Angaben zu den Jahresverbräuchen und der Art des versorgten Gebäudes (Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft) vorhanden. Nähere Daten zu diesem Quartier sind dem Abschnitt 4.3.2 zu entnehmen.

Ausgehend von dieser Datenbasis wird betrachtet, welchen Einfluss die Integration von Gewerbe und Landwirtschaft auf Speicherbedarf, Systemkosten und Autarkiegrad hat. Der Haushalts-, Gewerbe- und Landwirtschaftssektor wird anhand von Standardlastprofilen abgebildet. Außerdem bietet sich das gegebene Quartier für eine Betrachtung der Auswirkungen von Haushalten ohne PV-Anlage an, da der PV-Ausbaupfad keine Installation von Photovoltaik auf allen Gebäudedächern vorsieht. Abschließend werden die Lastgänge und die ökonomischen Eingangsparameter (Speicherinvestition und Strombezug) variiert und Sensitivitätsanalysen im Hinblick auf die investierte Speicherkapazität und den Autarkiegrad vorgenommen.



**Abbildung 6.8.:** Speicherkapazität und spezifische Speicherkapazität für die Varianten des Quartiers Tussenhausen. Zum Vergleich wird das Quartier bestehend aus 73 Haushalten aus Abschnitt 6.1 gegenübergestellt. Status Quo: 84 Gebäude, PV-Ausbaupfad: 375 Gebäude, Gesamtes Quartier: 446 Gebäude, von denen 375 eine PV-Anlage haben.

Abbildung 6.8 bildet die Speicherkapazität für die Varianten des Quartiers Tussenhausen und für 50 bis 70 % Autarkie ab. Vergleichend wird das Quartier bestehend aus 73 Haushalten aus Abschnitt 6.1 gegenübergestellt. Da die zu vergleichenden Quartiersgrößen nicht den gleichen Stromverbrauch haben, wird mit Abbildung 6.8b zusätzlich die Speicherkapazität nicht als absolute Größe, sondern bezogen auf den jährlichen Stromverbrauch dargestellt.

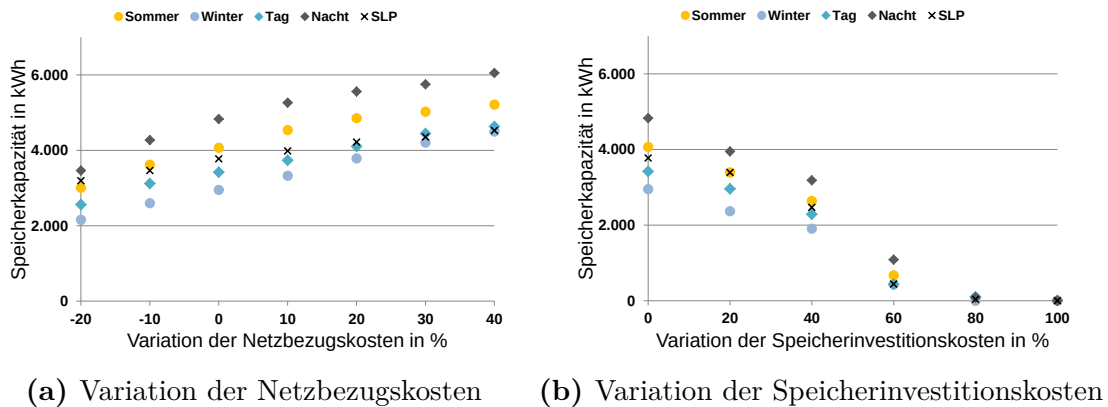
Die Speicherkapazität steigt mit steigendem Autarkiegrad und mit größer werdender Quartiersgröße an. Die benötigte spezifische Speicherkapazität sinkt bei Vergleich der PV-Gebäude im Status Quo mit denen des geplanten PV-Ausbaupfads. Für 60 und 70 % Autarkie werden bei alleiniger Betrachtung der 84 Gebäude mit PV-Anlage im Status Quo ungefähr 0,5 und 1,0 kWh/MWh Speicherkapazität benötigt, im Vergleich zu ca. 0,3 und 0,7 kWh/MWh bei Vergrößerung des Quartiers auf 375 Gebäude (Abbildung 6.8b). In absoluten Zahlen ausgedrückt bedeutet das, dass um einen Autarkiegrad von 60 % zu erreichen, 840 kWh Speicherkapazität bei Betrachtung der 84 Gebäude und 1.130 kWh bei Betrachtung der 375 Gebäude benötigt würden (Abbildung 6.8a). Um 50 % Autarkie zu erreichen kann die ohnehin schon geringe Speicherkapazität, die im kleinen Quartier mit 84 Gebäuden noch benötigt wird (ca. 100 kWh), bei einer Quartiersgröße von 375 Gebäuden und mit höherer PV-Leistung auf 0 abgesenkt werden.

Der Vergleich zum Quartier mit 73 Haushalten zeigt, dass hier absolut betrachtet deutlich kleinere Speicherkapazitäten zur Erreichung der vorgegebenen Autarkiegrade benötigt werden (230 kWh für 60 % Autarkie), was auf den geringeren Gesamtverbrauch dieses Quartiers zurückzuführen ist, vgl. Tabelle 4.7. Die 84 Gebäude des Quartiers Tussenhausen sind, anders als im Quartier bestehend aus 73 Haushalten, nicht nur Haushaltsverbraucher, sondern beinhalten auch Gewerbe und Landwirtschaft. Dies wird anhand der signifikant höheren Verbräuche und Speicherkapazitäten sichtbar. Relativ bezogen auf den Stromverbrauch sinken die Speicherkapazitäten bei Betrachtung des Quartiers Tussenhausen. Hier sind Synergien durch die glatteren Profile von Gewerbe und Landwirtschaft erkennbar, insbesondere bei kleinen Autarkiegraden. Ungefähr 50 % des Verbrauchs des gesamten Quartiers stammt aus den Sektoren Gewerbe und Landwirtschaft.

Bei Hinzunahme der 71 Gebäude ohne PV-Anlage, die einen jährlichen Verbrauch von ca. 330 MWh haben, erfolgt noch einmal ein Anstieg der absoluten Speicherkapazität um 250 kWh auf 1.380 kWh. Auch die spezifische Speicherkapazität steigt, d. h. auch bezogen auf den jährlichen Verbrauch und damit auf die Einwohnerzahl des Quartiers wird mehr Speicherkapazität verglichen mit dem Quartier, in dem jedes Gebäude eine PV-Anlage hat (Gebäude mit geplantem PV-Ausbau), benötigt. Dies lässt darauf schließen, dass der höhere Verbrauch und die fehlende PV-Leistung, die zur direkten Deckung der Last und zum Laden des Speichers beiträgt, stärker wiegen, als mögliche Ausgleichseffekte durch eine Vergrößerung des Quartiers.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse vorgestellt (Abbildungen 6.9 bis 6.11), die den Einfluss der Lastgänge und der ökonomischen Eingangsparameter untersuchen (Szenario 27 aus Tabelle 4.6). Die Basis hierfür bilden die

375 Gebäude mit geplantem PV-Ausbau und die betriebswirtschaftliche Optimierung ohne vorgegebene Autarkiegrade. Variiert werden die Kosten des Netzbezugs (von 0,24 EUR/kWh bis 0,42 EUR/kWh) und die Kosten der Speicherinvestition (vom Ausgangswert in Höhe von 400 EUR/kWh bis 800 EUR/kWh). Neben den Standardlastprofilen (SLP) werden jeweils drei der 74 Haushaltslastprofile (vgl. Hoffmann et al., 2012; Tjaden et al., 2015), die Tjaden et al. (2015) in sommer-, winter-, tag- und nachtaktive Lastprofile klassifiziert haben, verwendet (vgl. Beschreibung in Abschnitt 4.3.2).



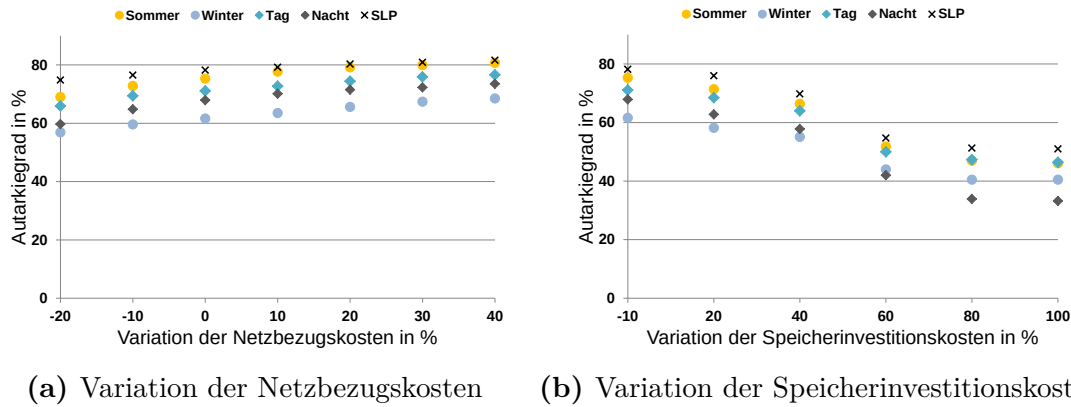
**Abbildung 6.9.:** Speicherkapazität in Abhängigkeit von Netzbezugs- und Speicherinvestitionskosten für sommer-, winter-, tag- und nachtaktive Lastprofile im Vergleich zu den Standardlastprofilen (SLP)

Betriebswirtschaftlich optimiert werden im Quartier mit 375 Gebäuden fast 4 MWh Batteriespeicher installiert. Damit erreicht das Quartier einen Autarkiegrad von ca. 78 % (vgl. SLP in Abbildungen 6.9 und 6.10). Der Autarkiegrad ist generell mit sommeraktiven Lastprofilen höher als mit winteraktiven Profilen und mit tagaktiven Profilen höher als mit nachtaktiven Profilen. Mit den geglätteten Standardlastprofilen werden die höchsten Autarkiegrade erzielt.

Die Verwendung von nachtaktiven Profilen führt zu einer deutlichen Erhöhung der Speicherkapazität im Vergleich zur Verwendung von tagaktiven Profilen. Der Nachtanteil dieser Profile ist besonders hoch, d. h. es wird mehr Speicherkapazität für die Überbrückung von fehlender Erzeugung aus Photovoltaik benötigt. Obwohl für die nachtaktiven Profile die höchsten spezifischen Kosten aus Betreibersicht, verglichen mit allen anderen Profilen, anfallen (vgl. Abbildung 6.11), lohnt sich ein Speicherausbau dennoch. Durch die fehlende direkte Deckung durch Photovoltaik ist der resultierende Autarkiegrad geringer als bei Lastprofilen mit einem hohen Tag- und Sommeranteil.

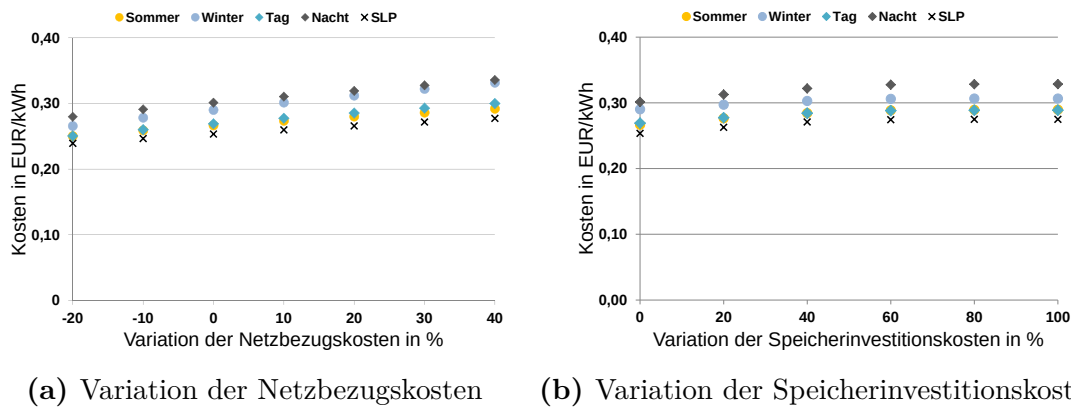
Die Verwendung der Lastprofile mit geringem Sommeranteil (winteraktive Profile) führt zu den geringsten Autarkiegraden. Auch hier fehlt die Möglichkeit der





**Abbildung 6.10.:** Autarkiegrad in Abhängigkeit von Netzbezugs- und Speicherinvestitionskosten für sommer-, winter-, tag- und nachtaktive Lastprofile im Vergleich zu den Standardlastprofilen (SLP)

direkten Deckung aus Photovoltaik. Im Gegensatz zum Vergleich der nacht- und tagaktiven Profile führt dies nicht zu einer Erhöhung der Speicherkapazität, da eine Überbrückung der saisonalen Defizite mit der eingesetzten Kurzzeitspeichertechnologie technisch-ökonomisch nicht umsetzbar scheint. Die sommeraktiven Lastprofile weisen, neben den Standardlastprofilen mit Glättungseffekten, die höchsten Autarkiegrade auf.



**Abbildung 6.11.:** Spezifische Kosten aus Betreibersicht in Abhängigkeit von Netzbezugs- und Speicherinvestitionskosten für sommer-, winter-, tag- und nachtaktive Lastprofile im Vergleich zu den Standardlastprofilen (SLP)

Die Profitabilität des Speicherausbaus steigt in allen Fällen mit Erhöhung der Netzbezugskosten. Die Speicherkapazität liegt auch mit einer Verringerung der Netzbezugskosten auf minimal 0,24 EUR/kWh immer noch in hohen Bereichen. Die Variation der Speicherinvestition führt hingegen dazu, dass die Rentabilität ab einer Erhöhung von 60 % der spezifischen Speicherinvestitionskosten (entspricht 640 EUR/kWh) erheblich abnimmt und ab einer Erhöhung von 80 % (entspricht 720 EUR/kWh) 0 bzw. nahezu 0 ist. Dies ist unabhängig vom verwendeten Lastprofil. Die resultierenden Kosten aus Betreibersicht liegen bei Verwendung der Stan-

dardlastprofile zwischen 23,9 und 27,7 EURct/kWh und bei Verwendung der nachtaktiven Profile, die zu den höchsten installierten Speicherkapazitäten führt, zwischen 28,0 und 33,6 EURct/kWh.

### 6.3. Peak-Shaving in Unternehmen

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht wurde ergänzend untersucht, ob sich der Einsatz von Batteriespeichern im Gewerbe- und Industriesektor lohnt. Der Fokus dieses Geschäftsmodells liegt hier nicht auf der Erhöhung des Eigenverbrauchs aus Photovoltaik, wie es vor allem im Haushaltsektor angewendet wird, sondern auf der Kappung von Netzbezugsspitzen. Dieses Geschäftsmodell kann für Unternehmen mit hohem Stromverbrauch, insbesondere wenn hohe Spitzen im Stromverbrauchsprofil auftreten, sinnvoll sein. Bei einem hohen Stromverbrauch, üblicherweise ab 100.000 kWh, beziehen sich die anfallenden Netzentgelte nicht nur auf den Jahresverbrauch, sondern auch auf die vom Netz bezogene Leistungsspitze. Batteriespeicher können als Puffer eingesetzt werden, um diese Spitzen, die nur sporadisch auftreten können, zu bedienen (Peak-Shaving) und damit die leistungsbezogenen Netzentgelte zu senken.

Es wurde untersucht, inwieweit Batteriespeicher wirtschaftlich in Unternehmen zur Lastspitzenkappung eingesetzt werden können. Hierfür standen Lastgänge von fünf Unternehmen aus der Region, die sich im Lastprofil und im Jahresverbrauch unterscheiden, zur Verfügung (vgl. Abbildung 4.4). Die Untersuchung wurde für drei verschiedene Batteriespeichertechnologien (Blei, Li-Ion und Redox-Flow) durchgeführt. Ausgewertet wird, inwieweit sich die Stromkosten in den Unternehmen durch den Einsatz von Batteriespeichern senken lassen, mit welcher Technologie am meisten eingespart werden kann und wie sich der Einsatz von Batteriespeichern im Fall der Kombination mit einer PV-Anlage auf den Autarkiegrad auswirkt. Zusätzlich wird das Potenzial der Installation von Batteriespeichern ohne wirtschaftlichen Nachteil für das jeweilige Unternehmen untersucht.

Tabelle 6.1 fasst die Ergebnisse für alle fünf untersuchten Unternehmenslastgänge und unter Einsatz der Li-Ion-Technologie zusammen. Die Investition in einen Batteriespeicher ist unter den gegebenen Annahmen in allen untersuchten Unternehmen rentabel. Die Ergebnisse zeigen jedoch auch, dass nur geringe Einsparungen an jährlichen Stromkosten im Verhältnis zu den gesamten jährlichen Stromkosten gegenüber einer Systemkonfiguration ohne Batteriespeicher möglich sind. Die Gewinn-Annuität ist gemessen an den gesamten annuitätischen Stromkosten sehr gering. Der prozentuale Anteil der jährlichen Stromkosteneinsparung ist nur im Fertigungsbe-

trieb wenig größer als 1 %, in allen anderen Unternehmen liegt die Einsparung unter 1 %. Die Amortisationsdauer der Speicherinvestition liegt jedoch in allen Fällen weit unter dem Investitionszeitraum von 20 Jahren.

**Tabelle 6.1.:** Ergebnisse der Peak-Shaving-Analyse für alle fünf Unternehmen mit Li-Ion-Technologie

Lastgang	Speicher- kapazität in kWh	Speicher- leistung in kW	Reduktion der Strom- kosten- Annuität in % <sup>b</sup>	Amortisa- tionsdauer in a	Absenkung der Jahres- maximal- leistung in %
Fertigungs- <sup>a</sup>	275	275	-1,25	11,9	-16,3
Hochschule	178	178	-0,61	11,7	-8,2
Hospital	50	43	-0,28	13,2	-6,0
Kühlhaus	113	113	-0,23	11,7	-4,6
Spedition	23	23	-0,83	11,8	-13,4

<sup>a</sup> Fertigungsbetrieb.

<sup>b</sup> Im Vergleich zum reinen Netzbezug.

Die Speicherkapazitäten sind im Verhältnis zum Jahresverbrauch deutlich geringer als die resultierenden Speicherkapazitäten der Quartiersuntersuchungen aus Abschnitt 6.1. Vergleicht man die Dimensionen der Speicherkapazitäten, die durch das Peak-Shaving-Geschäftsmodell in den Unternehmen ökonomisch vorteilhaft sind, mit dem betriebswirtschaftlich ökonomisch sinnvollen Zubau im Quartier, wird im Fertigungsbetrieb beispielsweise nur 1/10 (verglichen mit dem Quartierssszenario „PV-Kostenoptimum“) bis weniger als 1/20 (verglichen mit dem Quartierssszenario „PV-Ausbauszenario“) dessen, was im Quartier zum ökonomischen Optimum führt, installiert. 275 kWh Speicherkapazität im Fertigungsbetrieb beziehen sich auf einen Verbrauch von fast 6.000 MWh, während sich ähnliche Größenordnungen im Quartier (391 kWh im PV-Ausbauszenario, 132 kWh im PV-Kostenoptimum) auf einen Verbrauch von nur 340 MWh beziehen. In den anderen untersuchten Unternehmen hat das Speicherkapazitäts/Verbrauch-Verhältnis eine ähnliche Größenordnung und liegt noch unter dem des Fertigungsbetriebs.

Die Absenkung der Jahresmaximallast ist in allen Unternehmen deutlich höher als im Quartier. Diese ist jedoch nicht gleichzusetzen mit einer Leistungsautarkie, da das verbleibende Lastprofil zwar geglättet wird, hierfür jedoch Strom aus dem Netz und nicht aus einer eigenen Erzeugungsanlage bezogen wird. Auch eine Auswertung der real energetischen Autarkie ist in dieser Variante der Untersuchung nicht möglich. Vielmehr steigt die Netzbezugsarbeit leicht durch die Wirkungsgradverluste des Speichers. Mit mehr als 16 % hat der Fertigungsbetrieb das größte Potenzial, die

Netzbezugsleistung zu reduzieren. Alle anderen Unternehmen liegen darunter, aber immer noch weit über den Werten der Quartiersuntersuchung aus Abschnitt 6.1.

Tabelle 6.2 zeigt die Optimierungsergebnisse für den Einsatz eines Batteriespeichers zur Kappung der Jahresmaximalleistung des Fertigungsbetriebs bei Verwendung der Speichertechnologien Blei und Redox-Flow, zusätzlich zur Li-Ion-Technologie aus Tabelle 6.1. Die Investition ist auch hier in allen drei Fällen rentabel. Die Annuität der Stromkosten sinkt gegenüber der des reinen Netzbezugs im Fall der Redox-Flow-Technologie in einer ähnlichen Größenordnung wie im Fall der Li-Ion-Technologie. Auch die Amortisationsdauern liegen in einer ähnlichen Größenordnung und weit unter den Investitionszeiträumen von 20 (Li-Ion) und 25 (Redox-Flow) Jahren. Der Einsatz der Bleitechnologie führt zu deutlich geringeren Einsparungen und die Investition amortisiert sich erst kurz vor Ende des Investitionszeitraums von 10 Jahren.

**Tabelle 6.2.:** Ergebnisse der Peak-Shaving-Analyse für den Fertigungsbetrieb mit verschiedenen Batteriespeichertechnologien

Technologie	Speicher- kapazität in kWh	Speicher- leistung in kW	Reduktion der Strom- kosten- Annuität in % <sup>a</sup>	Amortisa- tionsdauer in a	Absenkung der Jahres- maximal- leistung in %
Li-Ion	275	275	-1,25	11,9	-16,3
Blei	406	203	-0,05	9,7	-12,0
Redox-Flow	119	211	-1,19	13,4	-12,5

<sup>a</sup> Im Vergleich zum reinen Netzbezug.

Auch die arbeitsbezogenen Strombezugskosten können in Unternehmen gesenkt werden. Ist eine energieerzeugende Anlage wie zum Beispiel ein PV-System vorhanden, so ist es zudem möglich, die Eigenversorgung mit einem Batteriespeicher weiter zu erhöhen. Damit wird weniger Energie vom Netz bezogen und die arbeitsbezogenen Anteile der Strombezugskosten wie die Kosten der Strombeschaffung und der Arbeitsanteil am Netzentgelt sinken. Im Folgenden wird daher die Installation eines Batteriespeichers unter zusätzlicher Berücksichtigung des Eigenverbrauchs durch eine PV-Anlage für den Lastgang des Fertigungsbetriebs und der Spedition ausgewertet. Hierfür werden jeweils eine PV-Anlage mit 350 kW im Fall des Fertigungsbetriebs und 150 kW im Fall der Spedition fest vorgegeben.<sup>2</sup> Untersucht wurde, inwieweit sich die Rentabilität der Investition in einen Batteriespeicher bei

---

<sup>2</sup>Die installierten Leistungen der PV-Anlagen ergeben sich aus einer Vorberechnung, mit der unter Berücksichtigung verschiedener ökonomischer Parameter für das PV-System ermittelt wurde, mit welchen PV-Anlagengrößen sich die Stromkosten-Annuität für das jeweilige Unternehmen (zunächst ohne Berücksichtigung eines Batteriespeichers) senken lassen. Außerdem wurde die Größe der jeweils zur Verfügung stehenden Dachfläche berücksichtigt.

Berücksichtigung von eigenerzeugtem Strom durch eine PV-Anlage ändert und in welchem Maß ein Batteriespeicher den Eigenverbrauch erhöhen kann. Tabelle 6.3 zeigt die installierten Speicherkapazitäten und -leistungen und die Rentabilität eines mit einer PV-Anlage gekoppelten Batteriespeichers für den Fertigungsbetrieb und die Spedition. Vergleichend sind die Ergebnisse ohne PV-Anlage aus Tabelle 6.1 gegenübergestellt.

**Tabelle 6.3.:** Ergebnisse der Peak-Shaving-Analyse für den Fertigungsbetrieb und die Spedition mit Li-Ion-Technologie und vorgegebener PV-Anlage. Vergleichend sind die Ergebnisse aus Tabelle 6.1 gegenübergestellt.

Variante	Speicher- kapazität in kWh	Speicher- leistung in kW	Reduktion der Strom- kosten- Annuität in % <sup>e</sup>	Amortisa- tionsdauer in a	Absenkung der Jahres- maximal- leistung in %
Fert. <sup>a</sup>	275	275	-1,25	11,9	-16,3
Fert. mit PV <sup>b</sup>	275	275	-1,41	11,2	-16,3
Sped. <sup>c</sup>	23	23	-0,83	11,8	-13,4
Sped. mit PV <sup>d</sup>	15	13	-0,51	11,9	-12,7

<sup>a</sup> Fertigungsbetrieb.

<sup>b</sup> PV-Leistung = 350 kW.

<sup>c</sup> Spedition.

<sup>d</sup> PV-Leistung = 150 kW.

<sup>e</sup> Im Vergleich zum reinen Netzbezug.

PV-Anlagen in Unternehmen mit einem hohen Jahresverbrauch erreichen oft bereits ohne Batteriespeicher einen hohen Eigenverbrauch, da der vom PV-System erzeugte Strom meist vollständig direkt verbraucht wird. Im hier betrachteten Fall des Fertigungsbetriebs liegt der Eigenverbrauch (definiert als verbrauchter PV-Strom im Verhältnis zum gesamt erzeugten PV-Strom) bei 92,1 %. Die Spedition erreicht einen Wert von 90,6 %. In allen anderen Unternehmen beträgt der Eigenverbrauchsanteil mit einer installierten PV-Leistung von 350 kW bereits ohne den Einsatz eines Batteriespeichers 100 %, d. h. die Stromerzeugung aus der PV-Anlage führt zu keinen ungenutzten Überschüssen. Da sich der Eigenverbrauchsanteil nicht weiter steigern lässt, wird für diese Unternehmen keine Kombination von Batteriespeicher mit PV-Anlage untersucht.

Für den Fertigungsbetrieb ändert sich die vom Netz bezogene Jahresmaximalleistung mit installierter PV-Anlage nicht. Die Reduktion im Vergleich zum reinen Netzbezug ohne Batteriespeicher bleibt damit gleich verglichen mit dem System ohne PV-Anlage. Dies hängt in diesem Fall damit zusammen, dass die maximale Leistung um 8:00 Uhr morgens im Februar bezogen wird und zu diesem Zeitpunkt

noch keine PV-Leistung zur Verfügung steht, die die Last wenigstens zu einem Teil decken könnte. Damit entspricht auch die Kapazität und Leistung des für den Betrieb mit PV-Anlage optimierten Batteriespeichers exakt den Werten der Optimierung ohne PV-System. Die Investition in eine PV-Anlage wirkt sich jedoch leicht positiv auf die Stromkosten-Annuität und Amortisationsdauer aus im Vergleich zur Optimierung ohne PV-Anlage. Die Stromkosten-Annuität sinkt geringfügig stärker (durch die Einsparung von arbeitsbezogenen Strombezugskosten aufgrund der Nutzung von PV-Strom), diese Einsparung bietet jedoch kein wirtschaftliches Potenzial, einen größeren Speicher zu installieren. Der Eigenverbrauch des PV-Systems erhöht sich mit dem Batteriespeicher auf 95,6 %.

Die Spedition, die einen deutlich geringeren Jahresverbrauch als der Fertigungsbetrieb aufweist, kann im Gegensatz zum Fertigungsbetrieb die maximale Netzbezugsleistung teilweise durch die Eigenerzeugung von PV-Strom decken. Durch die Reduktion des maximalen Leistungsbezugs vom Netz sinkt auch das wirtschaftliche Potenzial, das Leistungsentgelt mittels Peak-Shaving durch den Einsatz eines Batteriespeichers zu reduzieren. Im Vergleich zur Optimierung ohne PV-Anlage wird die wirtschaftlich sinnvolle Batteriespeicherleistung und -kapazität um fast die Hälfte reduziert. Dadurch sinkt auch die Gewinn-Annuität der Investition und die Reduktion der Stromkosten-Annuität im Vergleich zur Annuität bei reinem Netzbezug ist etwas geringer als bei Optimierung ohne PV-Anlage. Die Absenkung der Jahresmaximallast bleibt in etwa gleich.

Die Tabellen 6.4 und 6.5 enthalten die Autarkiegrade und die Eigenverbrauchsanteile für die Szenarien mit Photovoltaik-Anlage und Batteriespeicher. Der Einfluss des Einsatzes eines Batteriespeichers auf den Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage und den Autarkiegrad der Unternehmen ist gering. Die Spedition erreicht mit maximal 15,8 % den höchsten Autarkiegrad aller untersuchten Unternehmen. Der Fertigungsbetrieb kann seinen Autarkiegrad auf maximal 5,1 % steigern. Die Autarkiegrade von Hochschule, Hospital und Kühlhaus liegen zwischen 3 und 7,3 %, die Szenarien wurden aber nicht durch einen Batteriespeicher ergänzt, da die Rentabilität der Investition in einen Batteriespeicher ohne ein Steigerungspotenzial des Eigenverbrauchsanteils der PV-Anlage gleichbleibend mit der Investitionsrentabilität ohne PV-Anlage ist.

In einer abschließenden Variation wurde untersucht, wie groß die Investition in einen Batteriespeicher ausfallen darf, ohne dass ein wirtschaftlicher Nachteil für das jeweilige Unternehmen als Investor gegenüber dem reinen Netzbezug entsteht. Dies ist der Fall, wenn der Kapitalwert der Investition gleich 0 ist. Basis sind die Szenarien ohne vorgegebene PV-Anlage. Tabelle 6.6 zeigt die Ergebnisse für alle Unternehmen. Der

**Tabelle 6.4.:** Eigenverbrauchsanteile der untersuchten Szenarien für den Fertigungsbetrieb und die Spedition

Lastgang	Ohne Batterie	Mit Batterie
Fertigungsbetrieb	92,1 %	95,6 %
Spedition	90,6 %	91,4 %

**Tabelle 6.5.:** Real energetische Autarkiegrade der untersuchten Szenarien für den Fertigungsbetrieb und die Spedition

Lastgang	Ohne Batterie	Mit Batterie
Fertigungsbetrieb	4,9 %	5,1 %
Spedition	15,7 %	15,8 %

Fertigungsbetrieb kann in einen Li-Ion-Speicher mit einer Kapazität von 600 kWh und einer Leistung von 335 kW investieren, ohne dass das Unternehmen dadurch einen wirtschaftlichen Nachteil hätte. Der Speicher amortisiert sich erst zum Ende seiner Nutzungsdauer. Die Jahresmaximalleistung kann damit etwas weiter abgesenkt werden (um 19,8 % verglichen mit 16,3 %, vgl. Tabelle 6.1). Auch bei allen anderen Unternehmen sinkt der maximale Netzbezug leicht. Die Batteriespeicherkapazität erhöht sich in allen Fällen um etwas mehr als das Doppelte.

**Tabelle 6.6.:** Ergebnisse der Peak-Shaving-Analyse für alle fünf Unternehmen mit Li-Ion-Technologie und ohne wirtschaftlichen Vor- oder Nachteil für das jeweilige Unternehmen, ohne PV-Anlage

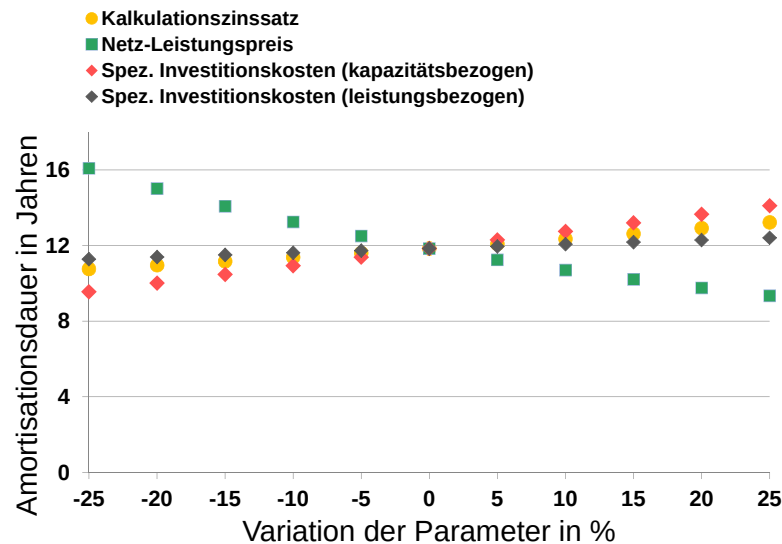
Lastgang	Speicher- kapazität in kWh	Speicher- leistung in kW	Reduktion der Strom- kosten- Annuität in % <sup>b</sup>	Amortisa- tionsdauer in a	Absenkung der Jahres- maximal- leistung in %
Fertigungs- <sup>a</sup>	600	335	≈0	≈20	-19,8
Hochschule	450	250	≈0	≈20	-11,5
Hospital	100	55	≈0	≈20	-7,6
Kühlhaus	250	137	≈0	≈20	-5,5
Spedition	50	29	≈0	≈20	-16,7

<sup>a</sup> Fertigungsbetrieb.

<sup>b</sup> Im Vergleich zum reinen Netzbezug.

Abschließend wird der Einfluss der Eingangsparameter auf die Rentabilität der Investition in einen Batteriespeicher am Beispiel des Fertigungsbetriebs und der Li-Ion-Technologie untersucht. Abbildung 6.12 stellt die Amortisationsdauer in Abhängigkeit verschiedener ökonomischer Eingangsparameter dar. Es wird deutlich, dass der Netz-Leistungspreis den größten Einfluss auf die Rentabilität der Investition in einen

Batteriespeicher hat. Variiert wurde Netz-Leistungspreis in einem Bereich zwischen 65 und ungefähr 110 EUR/kW. Im Ergebnis liegt die Amortisationsdauer zwischen 9 und 16 Jahren. Der Einfluss der kapazitätsbezogenen Speicherinvestition resultiert für den untersuchten Bereich von 530 bis 880 EUR/kWh in einer Schwankung der Amortisationsdauer zwischen knapp 10 und 14 Jahren. Der Kalkulationszinssatz und die leistungsbezogenen spezifischen Investitionskosten haben nur einen geringen Einfluss auf die Rentabilität.



**Abbildung 6.12.:** Amortisationsdauer in Abhängigkeit verschiedener Eingangsparameter für die Peak-Shaving-Analyse des Fertigungsbetriebs mit Lithium-Ionen-Technologie

Eine konkrete Grundlage für ein simulationsbasiertes Tool ist im Rahmen dieser Arbeit mit der Peak-Shaving-WebApp entstanden. Dabei handelt es sich um ein Visualisierungstool, mit dem interessierte Unternehmen anhand ihres individuellen Lastgangs prüfen können, inwieweit sich die Installation eines Batteriespeichers zur Kappung von Leistungsspitzen lohnt. Die WebApp ist bisher noch in der Prototyp-Phase, kann aber in Zukunft beispielsweise unter folgendem Link veröffentlicht werden: <https://wam.rl-institut.de/>.



## 6.4. Zusammenfassung

In Kapitel 6 wird die Analyse von Speicherbedarf und Systemkosten in Abhängigkeit von Autarkiegrad und Systemgröße auf der Ebene von energetischen Quartieren vorgenommen. Hierfür werden zum einen fixe Autarkiegrade wie auf Regionsebene vorgegeben, zum anderen wird der Autarkiegrad aus System- und betriebswirtschaftlicher Sicht optimiert. Zudem wird das Geschäftsmodell des Peak-Shavings anhand von Unternehmenslastgängen analysiert und hiermit, neben der real energetischen Autarkie in Quartieren, auch die Leistungsautarkie thematisiert.

Die Ergebnisse zeigen, dass ein gemeinsamer Quartierspeicher aus systemischer Sicht besser ausgenutzt werden kann als einzelne Haushaltsspeicher und so entweder zu einer höheren Autarkie oder verminderten Speicherkapazitäten bei vorgegebenen Autarkiegraden führt. Um 50 % Autarkie zu erreichen sinkt die Speicherkapazität eines Quartierspeichers im Schnitt um 20 % im Vergleich zu individuell benötigten Haushaltsspeichern, um 70 % Autarkie zu erreichen um 15 %. Eine Optimierung von PV-Leistungen und Batteriekapazitäten führt zu höheren Speicherkapazitäten im Vergleich zu fest vorgegebenen PV-Leistungen von 10 kW pro Haushalt. Diese größeren Speicherkapazitäten werden mit deutlich kleineren PV-Leistungen als im PV-Ausbauszenario kombiniert, was zu ausbalancierteren Dimensionen von PV- und Batteriegrößen führt. Eine Überbauung von PV-Leistung wird vermieden. Die resultierende Photovoltaikleistung im PV-Kostenoptimum beträgt, verglichen mit den installierten Leistungen von 10 kW pro Haushalt im PV-Ausbauszenario, weniger als die Hälfte zur Erreichung von 50 % Autarkie und ca. 60 % zur Erreichung von 70 % Autarkie.

Der ökonomisch optimale Autarkiegrad wird aus System- und betriebswirtschaftlicher Sicht ermittelt. Aus Systemsicht werden keine Speicher installiert, aber auch nur geringe Autarkiegrade von maximal 17 % auf Quartiers- und 11 % auf Haushaltsebene erreicht. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist die Installation von Speichern und Photovoltaik zur Senkung der Strombezugskosten profitabel. Systeme mit bestehender PV-Anlage erreichen durch die Installation von Speichern Autarkiegrade von 70 bis 80 %, Systeme ohne bestehende PV-Anlage bauen Photovoltaik und Speicher zur Erreichung von Autarkiegraden von etwas mehr als 40 % aus. Mit aus Systemsicht optimalen Systemen fallen die höchsten Kosten aus Betreibersicht an, da keine Speicher installiert werden und somit keine Netzbezugskosten eingespart werden können.

Batteriespeicher können auch mit dem Geschäftsmodell des Peak-Shavings wirtschaftlich eingesetzt werden. Der Gewinn der Investition in einen Batteriespeicher

ist für alle untersuchten Unternehmen und Szenarien mit weniger als 1,5 % der Gesamtkosten sehr gering. Die maximale Netzbezugsleistung kann in den betrachteten Szenarien maximal um 20 % reduziert werden. Diese Absenkung kann jedoch nicht mit einer Leistungsautarkie gleichgesetzt werden, da zum Laden des Batteriespeichers Strom aus dem Netz bezogen wird. Batteriespeicher in Kombination mit PV-Anlagen erhöhen den Eigenverbrauch und den energetischen Autarkiegrad in den untersuchten Unternehmen nur geringfügig und können nicht zu einer weiteren Absenkung der Netzbezugsleistung beitragen.

## 7. Diskussion und Bewertung

In der vorliegenden Arbeit werden Speicherkapazitäten und Systemkosten für dezentrale Stromversorgungsszenarien im Kontext von Energieautarkie analysiert. In allen Untersuchungen ist die Variation der Systemgröße und des real energetischen Autarkiegrads Fokus. Es werden zwei übergeordnete Systemebenen, die Region und das Quartier, betrachtet. Auf beiden Systemebenen ist Autarkie ein Kernelement in der Planung und Auslegung künftiger Energieversorgungssysteme. Die Energiesystemanalyse erfolgt auf Basis von linearer Optimierung. Der Aufbau der Szenarien wird unterteilt in die Berechnung von Speicherkapazitäten für einen jeweils vorgegebenen Ausbau Erneuerbarer Energien und die Optimierung des Systemdesigns auf minimale Systemkosten aus makroökonomischer Sicht. Auf der Quartiersebene wird zusätzlich betrachtet, inwieweit sich ein Speicher- und Photovoltaikausbau aus Akteurssicht betriebswirtschaftlich lohnt. Abschnitt 7.1 diskutiert die Ergebnisse der Regions- und Quartiersebene zusammenfassend. Abschnitt 7.2 bewertet die Ergebnisse im Hinblick auf die verwendete Methodik.

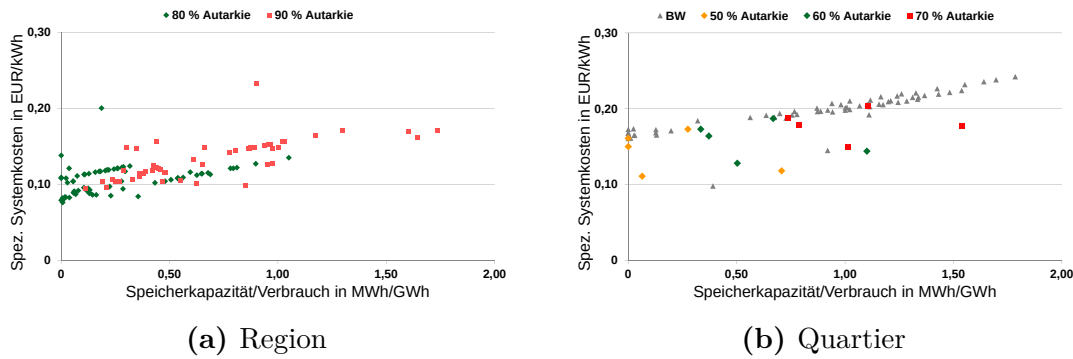
### 7.1. Zusammenfassende Diskussion der Ergebnisse

Die Ergebnisse aus der Untersuchung der regionalen Ebenen (Kapitel 5) zeigen, dass in den ländlichen Regionen mit den geplanten Ausbauzielen hohe real energetische Autarkiegrade bereits ohne Speicher erzielt werden. Die resultierenden Autarkiegrade liegen zwischen 70 und 80 % auf Landkreisebene und erreichen bis zu 100 % auf Gemeindeebene. Im Gegensatz dazu sind die städtischen Regionen, die auch bilanziell deutlich geringere Autarkiegrade als die ländlichen Regionen aufweisen, auf eine Versorgung durch das Umland angewiesen. Die Versorgung der Städte wird durch eine Vernetzung mit dem ländlichen Umland ermöglicht, führt jedoch in den ländlichen Regionen zu geringeren Autarkiegraden, verglichen mit der individuellen Betrachtung, oder zu höheren Speicherkapazitäten, wenn vorgegebene Autarkiegrade erreicht werden sollen.

Auf Quartiersebene (Kapitel 6) konnte gezeigt werden, dass ein gemeinsamer Quarterspeicher aus systemischer Sicht besser ausgenutzt werden kann als einzelne Haushaltsspeicher und so entweder zu einer höheren Autarkie oder zu verminderten Speicherkapazitäten bei vorgegebenen Autarkiegraden führt. Bei gleichzeitiger Optimierung von Batteriekapazitäten und PV-Leistungen wird, im Gegensatz zu fest vorgegebenen PV-Anlagen, eine Überbauung vermieden. Dies führt jedoch auch zu höheren Speicherkapazitäten. Anhand der resultierenden Kosten konnte dargestellt werden, dass sich die spezifischen Kosten aus Systemsicht und die Stromkosten aus Betreibersicht gegenläufig verhalten. Die höchsten Kosten aus Betreibersicht fallen für Systeme ohne Speicher an, da hier keine Netzbezugskosten eingespart werden können. Aus Systemsicht führt ein System ohne Speicher jedoch zu den geringsten Systemkosten. Die resultierenden optimalen Autarkiegrade der untersuchten Quartiers- und Haushaltsszenarien variieren von 11 bis 82 %.

Im Folgenden werden die Kernergebnisse der Szenarien im Hinblick auf die resultierenden Speicherkapazitäten und Systemkosten und auf die Unterschiede zwischen regionaler und Quartiersebene bewertet. Abbildung 7.1 fasst die Ergebnisse der vorangegangenen Untersuchungen graphisch zusammen. Es werden die spezifischen Systemkosten in Abhängigkeit der spezifischen Speicherkapazität (jeweils bezogen auf den jährlichen Stromverbrauch als Maß für die Größe des jeweiligen Systems) dargestellt. Eine spezifische Speicherkapazität von 0,5 MWh/GWh entspräche bei einem angenommenen Verbrauch von 600 TWh für Deutschland einer Speicherkapazität von 300 GWh. Zur Einordnung: der ermittelte Bedarf an Kurzzeitspeichern der VDE-Studie beträgt 184 GWh für ein 100%-Szenario (vgl. ETG Task Force Energiespeicherung, 2012), der der Studie des Fraunhofer ISE beträgt 112 GWh für ein System im Jahr 2050 (vgl. Henning & Palzer, 2012), s. Vorstellung der Studien in Abschnitt 2.2.2. Beide Studien ermitteln zusätzlich zum Kurzzeitspeicherbedarf einen Bedarf an Langzeitspeichern in Höhe von 26 TWh (VDE) und 86 TWh (Fraunhofer ISE).

Die Ergebnisse sind für die Regionsebene (a) für 80 und 90 % Autarkie und für die Quartiersebene (b) für 50, 60 und 70 % Autarkie sowie für die betriebswirtschaftliche Optimierung des Autarkiegrads (BW), die eine Bandbreite von 33 bis 82 % Autarkie umfasst, aufgeführt. Die Ergebnisse der Untersuchungen auf Gemeindeebene (aus Abschnitt 5.3) sind in Abbildung 7.1a nicht enthalten, da die spezifischen Systemkosten, die sich für die Gemeinden ergeben, aufgrund der starken Heterogenität in Bezug auf den Stromverbrauch und die Potenziale zum Ausbau Erneuerbarer Energien nicht weiter als Kenngröße herangezogen werden, wie in Abschnitt 5.3 bereits diskutiert wurde.

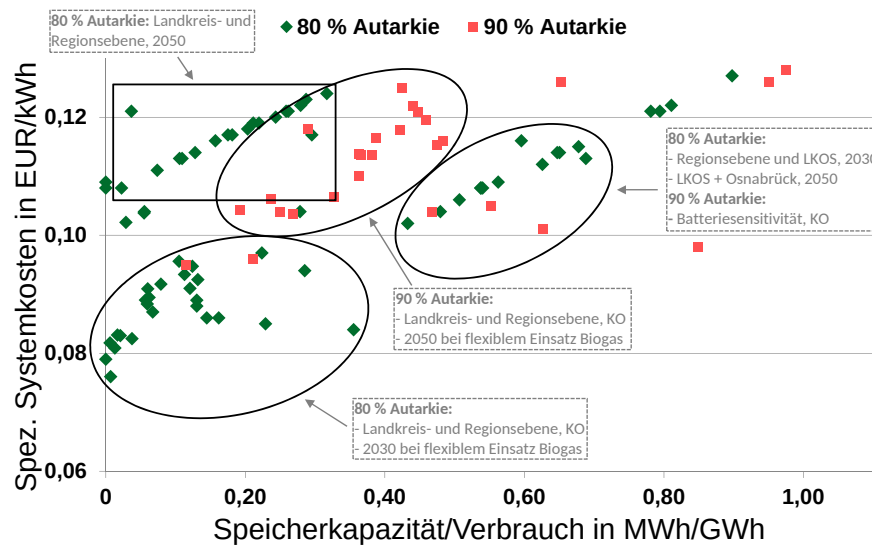


**Abbildung 7.1.:** Spezifische Systemkosten über spezifischer Speicherkapazität (jeweils bezogen auf den Jahresverbrauch) für die Untersuchungen auf Regions- (a) und Quartiersebene (b). Die Ergebnisse auf Gemeindeebene sind hier nicht enthalten und der Abszissenbereich der Regionsergebnisse wird auf 2 MWh/GWh beschränkt. Die Abbildung A.14 im Anhang enthält alle Regionsergebnisse. BW: betriebswirtschaftliche Optimierung.

Die Ergebnisse weisen sowohl in der Region als auch im Quartier eine breite Streuung hinsichtlich der spezifischen Speicherkapazitäten auf. Mit steigender Speicherkapazität ist auf beiden Systemebenen eine Tendenz hin zu höheren Systemkosten zu erkennen. Die resultierenden spezifischen Systemkosten liegen auf Regionsebene für den abgebildeten Bereich von 0 bis 2 MWh/GWh Speicherkapazität zwischen 7,6 und 23,3 EURct/kWh. Auf Quartiersebene sind die Kosten tendenziell etwas höher und liegen zwischen 9,8 und 24,2 EURct/kWh. Die Bandbreiten der resultierenden Speicherkapazitäten und Systemkosten überschneiden sich für verschiedene Autarkiegrade. Das bedeutet, dass es Fälle gibt, in denen ein höherer Autarkiegrad zu geringeren spezifischen Speicherkapazitäten oder Systemkosten (oder beidem) führt. Auf Quartiersebene nehmen die resultierenden Speicherkapazitäten der betriebswirtschaftlichen Optimierung die gesamte Bandbreite von 0 bis 1,8 MWh/GWh ein. Ein Wert von 1,8 MWh/GWh für die spezifische Speicherkapazität entspräche für einen Haushalt mit 4.000 kWh Jahresverbrauch einer absoluten Speicherkapazität von 7,2 kWh.

Die Abbildungen 7.2 und 7.3 stellen für die Region und das Quartier alle Szenarien, die im Kostenbereich von 7,6 bis maximal 13 EURct/kWh liegen, dar und liefern Beschreibungen für ausgewählte Szenarien. Der Wertebereich der spezifischen Speicherkapazitäten verkleinert sich entsprechend und erreicht nun einen Maximalwert von 0,97 MWh/GWh. Auf Regionsebene wurden vier Bereiche identifiziert. Die geringsten Systemkosten resultieren aus den 80%-Szenarien mit auf minimale Systemkosten optimiertem Kraftwerkspark (23 der 25 Kostenoptimum-Szenarien sind hier enthalten) und aus den Szenarien, die die 2030-Ziele der Masterpläne vorgeben und Biogas flexibel einsetzen. Die spezifischen Systemkosten liegen für diese

Szenarien zwischen 7,6 und 9,7 EURct/kWh mit Speicherkapazitäten zwischen 0 und 0,36 MWh/GWh. Für die Masterplanregion entspricht dieser Maximalwert einer absoluten Speicherkapazität von ca. 1.850 MWh (Speichertechnologie: Redox-Flow).



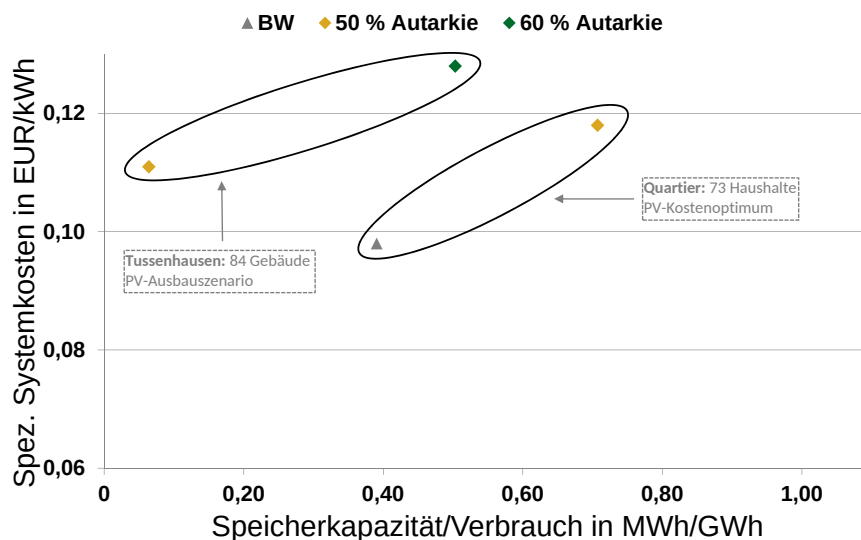
**Abbildung 7.2.:** Spezifische Systemkosten über spezifischer Speicherkapazität (jeweils bezogen auf den Jahresverbrauch) für die Untersuchungen auf Regionsebene für ausgewählte Szenarien mit Erklärung; KO: Kostenoptimum, LKOS: Landkreis Osnabrück

Deutlich höhere Systemkosten haben die regionalen Szenarien auf Ebene der Landkreise und der gesamten Masterplanregion für die Masterplanziele 2050 und 80 % Autarkie. Die spezifischen Systemkosten dieser Szenarien liegen im Bereich von 10,8 bis 12,4 EURct/kWh. Die Speicherkapazitäten dieser Szenarien weisen eine ähnliche Größenordnung wie die soeben diskutierten Szenarien auf. Die Überkapazitäten Erneuerbarer Energien in den 2050er Szenarien führen jedoch zu höheren Systemkosten. Die 80- und 90%-Szenarien (ganz rechts in der Abbildung) liegen hinsichtlich der spezifischen Systemkosten zwischen den Ergebnissen der Kostenoptimierung und der 2050er Szenarien, weisen aber deutlich höhere Speicherkapazitäten auf. Hier sind insbesondere die 2030er Regionsszenarien zu verorten, die aufgrund geringerer Überkapazitäten auch geringere spezifische Systemkosten als die 2050er Szenarien aufweisen, aus diesem Grund jedoch auch größere Speicherkapazitäten zur Erreichung der vorgegebenen Autarkieziele benötigen.

Zusammenfassend lässt sich für die Regionsebene aussagen, dass eine real energetische 80%ige Autarkie mit den Masterplanzielen für das Jahr 2030 zu sehr hohen Speicherkapazitäten und Systemkosten führt. Diese ließen sich auf weniger als die Hälfte des Speicherbedarfs durch den kostenoptimalen Ausbau von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten oder durch einen flexiblen Einsatz der Biogastechnologie senken. Ein weiterer Ausbau Erneuerbarer Energien, wie ihn die Masterplanziele 2050

vorsehen, führt bei 80 % real energetischer Autarkie zu geringeren Speicherbedarfen. Die Systemkosten verringern sich jedoch aufgrund des größeren Erzeugungsparks nicht. Eine Erhöhung auf 90 % Autarkie bei gleichbleibenden Kosten ist mit den 2050er Zielen und einem flexiblen Biogaseinsatz oder mit einem kostenoptimierten Kraftwerkspark möglich.

Die Optimierung aller Erzeugungs- und Speicherkapazitäten auf minimale Systemkosten führt zu einer anderen Zusammensetzung des Kraftwerksparks, wie bereits in Abbildung 5.10 beschrieben. Die Speicherkapazitäten und Systemkosten sinken. Dafür werden im Fall von hohen Autarkiegraden mehr Erzeugungskapazitäten, als die 2030er Masterplanziele vorsehen, zugebaut. Das Kostenoptimum entspricht einem Idealfall, der geographische Randbedingungen oder andere Beschränkungen, die zu den Ausbaupotenzialen der Regionen führen, nicht berücksichtigt. In den meisten Fällen liegt der Ausbau von Photovoltaik und Windenergie im Fall der Kostenoptimierung jedoch unter den Masterplanzielen 2050 und damit unter den Potenzialobergrenzen, was auf den gleichzeitig optimalen Ausbau und Einsatz der Biogastechnologie zurückzuführen ist.



**Abbildung 7.3.:** Spezifische Systemkosten über spezifischer Speicherkapazität (jeweils bezogen auf den Jahresverbrauch) für die Untersuchungen auf Quartiersebene für ausgewählte Szenarien mit Erklärung; BW: betriebswirtschaftliche Optimierung

Die Quartiersebene (Abbildung 7.3) zeigt, dass nur ausgewählte Szenarien von zwei Quartieren in denselben Kosten- und Speicherkapazitätsbereichen wie die der Region liegen. Hierbei handelt es sich um das PV-Ausbauszenario des Quartiers Tussenhausen und das PV-Kostenoptimum des fiktiven Quartiers. Die geringsten Systemkosten mit 9,8 EURct/kWh weist das betriebswirtschaftliche Optimum aus Photovoltaik und Speicherkapazität des fiktiven Quartiers auf. Die spezifische Speicherkapazität von knapp 0,40 MWh/GWh führt zu einem Autarkiegrad von 41,4 %. Etwas

höher mit 11,1 EURct/kWh liegen die Systemkosten des Zusammenschlusses der 84 Gebäude des Quartiers Tussenhausen zur Erreichung von 50 % Autarkie. Die Speicherkapazität ist hier deutlich geringer als die des fiktiven Quartiers, da hohe vorgegebene PV-Leistungen durch die direkte Deckung der Last einen großen Teil zur Erreichung des vorgegebenen Autarkiegrads beitragen. Auch eine zu 60 % autarke Versorgung kann im Beispielquartier Tussenhausen noch im vorgegebenen Kostenrahmen erzielt werden. Im fiktiven Quartier sind es maximal 50 % Autarkie.

Für die Quartiersebene lässt sich zusammenfassend aussagen, dass deutlich weniger Möglichkeiten als auf Regionsebene vorhanden sind, Autarkie zu vertretbaren Systemkosten umzusetzen. Die Auswertungen aus Kapitel 6 zeigen zwar deutliche Synergieeffekte beim Zusammenschluss von Haushalten zur Nutzung eines gemeinsamen Quartierspeichers, insgesamt ist die Systemgröße des Quartiers jedoch viel kleiner als die Systemgrößen der Regionsebene. Die Optimierungen aus betriebswirtschaftlicher Sicht, bei denen die Sicht der Akteure, die Speicher zur Senkung der Strombezugskosten installieren, eingenommen wird, können zu deutlich höheren Autarkiegraden führen. Dies führt jedoch auch zu erheblich höheren spezifischen Speicherkapazitäten und Kosten aus Systemsicht (vgl. Abbildung 7.1b). Nur eines dieser betriebswirtschaftlich optimierten Szenarien lässt sich in Abbildung 7.3 darstellen.

Mit dem Geschäftsmodell des Peak-Shavings wurde ergänzend die Perspektive einer weiteren Akteursgruppe eingenommen. Auch hier ist die Installation von Speichern in allen betrachteten Unternehmen profitabel, jedoch nur mit sehr geringen Gewinnspannen. Das Geschäftsmodell der Speicherinstallation basiert darauf, den Leistungsbezug zu senken, sodass hiermit Autarkie auch im Sinne von Leistungsautarkie ausgewertet werden kann. Im Gegensatz zum Speichereinsatz im Quartier kann die maximal bezogene Leistung vom Netz deutlich stärker abgesenkt werden. Eine Reduktion um bis zu 20 % ist möglich. Dieser prozentuale Anteil würde jedoch nur dann einer Leistungsautarkie entsprechen, wenn die zur Absenkung der maximalen Bezugsleistung notwendige Speichernutzung ausschließlich in Kombination mit Erzeugungsanlagen im Unternehmen erfolgt. Ist dies nicht der Fall erfolgt die Speicherladung über Strom aus dem Netz. Die Ergebnisse der ausgewerteten Unternehmen haben gezeigt, dass eigene PV-Erzeugungsanlagen aufgrund des hohen Verbrauchs der Unternehmen nur einen geringen Anteil zur Lastdeckung beitragen und damit ein geringes Potenzial zur Erhöhung der Leistungsautarkie haben.



## 7.2. Bewertung der verwendeten Methodik

Abschließend wird auf die Grenzen der vorliegenden Arbeit eingegangen, und es werden mögliche Auswirkungen auf die Ergebnisse diskutiert. Die zunehmende Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors führt zu einem höheren Stromverbrauch. Diese Anteile sind in den Masterplänen berücksichtigt und Teil der angenommenen Strombedarfe in den regionalen Szenarien. In den Quartiersszenarien sind diese zusätzlichen Strombedarfe kein Bestandteil der Analysen. Nicht Gegenstand der Untersuchungen auf beiden Systemebenen sind die Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Strombedarfs. Ziel der vorliegenden Arbeit ist der Vergleich des Speicherbedarfs auf verschiedenen Systemebenen bei gegebenem Stromverbrauch. Die zusätzliche Berücksichtigung von Flexibilisierungsmöglichkeiten auf der Nachfrageseite würde den Stromspeicherbedarf weiter reduzieren, da sich der Strombedarf beispielsweise durch die Nutzung von Wärmespeichern verschieben lässt. Inwieweit die weitere Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch durch Sektorkopplung einen Einfluss auf die Ergebnisse hat, die aus dem Systemebenenvergleich der vorliegenden Arbeit resultieren, sollte in Folgestudien betrachtet werden.

Die Einbeziehung des Wärme- und Verkehrssektors in regionalen Studien ist mit einer deutlich größeren Datenbasis und einer erhöhten Komplexität der Randbedingungen verbunden. Auch lassen sich die Technologien zur Deckung des Wärmebedarfs nicht wie im Stromsektor aggregieren. Insbesondere wenn die Wärmeversorgung komplett dezentral auf Haushaltsebene erfolgt, müssen Ansätze für eine Aggregation der Technologien entwickelt werden, da einzelne Haushalte anders als im Stromsektor nicht über ein Netz miteinander verbunden sind. Die Verwendung von Wärmenetzen führt nur im Ansatz zu einer vereinfachten Modellierung, da Wärmenetze maximal Stadtteile versorgen und sich nicht über eine ganze Region erstrecken. Ähnliches gilt für den Verkehrssektor, für den zusätzlich Modelle zur Abbildung des Mobilitätsverhaltens benötigt werden.

Auf Quartiersebene bietet sich bei Einbeziehung des Wärme- und Verkehrssektors die Methodik des Mixed Integer Linear Programmings an, da hiermit Technologien des Systems komponentenweise und mit ihrer tatsächlichen Dimension (z. B. ihrer Nennleistung) abgebildet werden können. Diese Methodik führt im Vergleich zur linearen Optimierung zu einem erhöhten Rechenaufwand. Mit einer Einbeziehung des Wärmesektors im Quartier können Speichertechnologien der Wärmeversorgung in die Untersuchung integriert und die Frage nach den Unterschieden im Systemdesign für verschiedene autarke Versorgungsgrade und Systemgrößen für den gesamten

Energiebedarf gestellt werden. Es ist zu erwarten, dass damit Vollautarkie möglich wird.

Nicht betrachtet wurde außerdem die Speichermöglichkeit durch Power-to-Gas in Form von Wasserstoff oder synthetischem Methan. Die teilweise sehr hohen Überschüsse, die aus den Regionsszenarien resultieren, könnten für die Wandlung in andere Energieträger genutzt werden. Damit könnten sich zusätzliche Speichermöglichkeiten ergeben und die Flexibilität des Systems weiter erhöht werden. Die Einbeziehung von Power-to-Gas als Speicheroption würde die Speicherkapazitäten deutlich erhöhen, was an den geringeren Wirkungsgraden im Vergleich zu Batteriespeichern, den entkoppelten Dimensionen von Leistung und Kapazität und den günstigen spezifischen Investitionskosten für die Speicherkapazität, meist in Form von Kavernen, liegt. Die gleichzeitige Betrachtung von Batteriespeichern und Power-to-Gas als Technologieoptionen bietet die Möglichkeit zu untersuchen, in welchem Verhältnis Kurz- und Langzeitspeicher im zukünftigen Energiesystem gebraucht werden.

Die in der vorliegenden Arbeit eingesetzten Methoden sind gängige Verfahren der Energiesystemanalyse. Sie basieren auf linearer Optimierung mit perfekter Vorausschau (perfect foresight). Lineare Optimierungsmodelle werden häufig für europäische, nationale und regionale Energiesystemanalysen verwendet und gelten als üblicher Ansatz für die Analyse von zentralen Investitionsentscheidungen. Grundsätzlich können zwei Arten von Zeithorizonten, über die ein Optimierungsproblem abgebildet werden kann, unterschieden werden, der Perfect-Foresight- und der Time-Step-Ansatz. Im Perfect-Foresight-Ansatz ist der Zeithorizont, d. h. der Zeitraum, für den alle Informationen zum Treffen einer Entscheidung vorliegen, der gesamte Betrachtungszeitraum. Die Optimierung aller Variablen erfolgt in gegenseitiger Abhängigkeit, indem ein großes Gleichungssystem aufgestellt und gelöst wird. Im Gegensatz dazu liefert der Time-Step-Ansatz keine Informationen über die Zukunft. Der Zeithorizont ist die Schrittweite des Modells, und die Berechnung wird für jeden Zeitschritt individuell vorgenommen. Die Entscheidung eines jeden Zeitschritts ist damit unabhängig von den anderen Zeitschritten.

Beide Ansätze stellen jeweils ein Extrem dar und haben Vor- und Nachteile. Der Time-Step-Ansatz kann als zu pessimistisch angesehen werden. In Bezug auf Speicher würde dieser Ansatz beispielsweise bedeuten, dass diese immer sofort geladen werden, sobald ein Überschuss zur Verfügung steht. Der Perfect-Foresight-Ansatz, in dem alle Informationen über die Zukunft bekannt sind, ist hingegen zu optimistisch. Die Nachfrage und Speicherstände aller Zeitschritte sind bekannt, sodass eine Speicherladung oft nicht direkt mit dem Auftreten von Überschussenergie erfolgt. Kombinationen aus beiden Ansätzen sind möglich, z. B. durch eine Begrenzung

des Zeithorizonts im Perfect-Foresight-Ansatz (rolling horizon) oder über die Implementierung von Prognoseverfahren im Time-Step-Ansatz. Für die vorliegenden Ergebnisse, insbesondere in Bezug auf die resultierenden Speicherkapazitäten, muss damit berücksichtigt werden, dass diese ggf. etwas zu gering abgeschätzt sind.

Nicht möglich mit dem linearen Optimierungsansatz ist zudem die Mehrzieloptimierung. Diese könnte zusätzlich den spezifischen CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Technologien einbeziehen und so eine Abwägung zwischen Systemkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen ermitteln. Relevant wird dieses Verfahren vor allem dann, wenn eine breitere Bandbreite an Technologien als Optionen zur Verfügung stehen und insbesondere auch, wenn fossile Brennstoffe, die beispielsweise für die Kraft-Wärme-Kopplung in der Wärmeversorgung auf dem Weg zu 100 % Erneuerbaren Energien weiterhin eine Rolle spielen können, abgebildet werden.

Die Austauschkapazitäten mit dem jeweils umliegenden System wurden vereinfacht abgebildet. Der Bedarf, der nicht in der Region oder dem Quartier gedeckt wird, und die Stromerzeugung, die zum Decken des Bedarfs in anderen Regionen oder zur Einspeisung ins Netz genutzt werden kann, wurde jeweils vereinfacht über eine Im- und Exportkomponente abgebildet. Diese unterliegen keiner Beschränkung, d. h. mögliche Netzengpässe und der Zustand des umliegenden Systems werden damit vernachlässigt. Um solche Beschränkungen zu integrieren oder konkrete Aussagen zur Abhängigkeit der betrachteten Region vom umliegenden Netz zu treffen, ist eine Kopplung mit einem überregionalem Modell notwendig. Details wie die technische Integration von Batteriespeichertechnologien, wie z. B. die Netzanschlussbedingungen oder verschiedene Lade- und Betriebsstrategien wurden vernachlässigt. Auch wurden keine netztechnischen Untersuchungen vorgenommen und der Speicherbedarf nicht hinsichtlich Netzstabilität und Frequenzhaltung untersucht.

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit gelten damit unter der Annahme, dass ausreichend Netzkapazitäten zur Verfügung stehen und dass Importenergie zu Zeiten, in denen sie in der Region oder im Quartier gebraucht wird, geliefert werden kann. Für den Fokus der vorliegenden Arbeit wird diese Vereinfachung als hinnehmbar eingeschätzt. Konkrete Aussagen zu dem Einfluss dieser Vereinfachung auf die berechneten Speicherkapazitäten sind nicht möglich. Mit Einbeziehung des überregionalen Systems könnten sich die Ergebnisse in beide Richtungen verschieben. Sollte zu Zeiten, in denen Importenergie benötigt wird, nicht ausreichend zur Verfügung stehen, würde das die benötigte Speicherkapazität innerhalb der betrachteten Systemgrenze erhöhen.

Die Rahmenbedingungen für die Abgaben und Umlagen, die bei Betrieb von Quartierspeichern anfallen, wurden nicht differenziert betrachtet. Diese sind Gegenstand vieler Geschäftsmodelle und sehr individuell von den Eigentumsverhältnissen und Betreibermodellen abhängig. Prinzipiell kann zwischen dem Betrieb eines Quartierspeichers im eigenen oder öffentlichen Netz unterschieden werden. Daneben gibt es die Möglichkeit, erzeugten Strom selbst zu verbrauchen, was abhängig davon ist, ob die Betreiber der PV-Anlagen und Speicher und die Verbraucher Personenidentität aufweisen. Da Quartierspeicher noch ein relativ neues Konzept sind, ist die Rechtslage zudem nicht immer eindeutig. Details sind oft stark von den individuellen Gegebenheiten des betrachteten Quartiers abhängig und wurden in den Quartiersanalysen der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt.

Alle Modellierungen der vorliegenden Arbeit wurden mit den beschriebenen Randbedingungen durchgeführt. Zusätzlich wurde untersucht, wie sensitiv die Ergebnisse auf die Variation von technischen und ökonomischen Parametern reagieren. Sowohl die gewählte Methodik als auch die gesetzten Randbedingungen beeinflussen die quantitativen Niveaus der Ergebnisse. Die Ergebnisse hinsichtlich Speicherkapazitäten und Systemkosten der vorliegenden Arbeit weisen eine große Bandbreite auf, die sich quantitativ durch andere methodische Ansätze oder weitere Randbedingungen verschieben könnte. Dies ist vergleichbar mit den großen Schwankungen der in nationalen Studien berechneten Speicherbedarfe, die sich mit den vorliegenden Ergebnissen bestätigen. Die qualitativen Zusammenhänge und systematischen Aussagen, die aus den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit resultieren, sind dennoch belastbar.

## 8. Schlussfolgerungen und Ausblick

Die vorliegende Dissertation untersucht Speicherkapazitäten für Stromversorgungssysteme im Kontext von Dezentralität und Energieautarkie. Hierfür wurde zunächst die Rolle von Energieregionen in der Energiewende analysiert und der Forschungsstand zu Entwicklung, Beweggründen sowie Vor- und Nachteilen für die Bestrebungen nach Energieautarkie aufgezeigt. Zudem wurde dargelegt, dass die Systemgröße einer Region nicht eindeutig definiert ist und Energieregionen auf verschiedenen administrativen Ebenen, von Dörfern und einzelnen Ortsteilen über die Gemeindeebene bis hin zu Regionenverbünden bestehend aus mehreren Landkreisen, Gemeinden und Städten, existieren. Autarkie ist zugleich nicht nur ein Schwerpunkt in dezentralen Versorgungskonzepten auf regionaler Ebene, sondern auch in den immer stärker verbreiteten Quartierskonzepten. Die Quartiersebene ist um ein Vielfaches kleiner als die der Region. Zudem unterscheiden sich beide Ebenen in der tatsächlichen Umsetzung ihrer Autarkieziele. Im regionalen Kontext wird hauptsächlich bilanzielle Vollautarkie angestrebt, auf Quartiersebene hingegen real energetische Teilautarkie.

Ausgehend von diesem Hintergrund wurden Energiesystemanalysen auf Basis von linearer Optimierung für eine Bandbreite an Systemgrößen aus regionaler und Quartiersperspektive durchgeführt. Im Fokus stand die Ermittlung des Speicherbedarfs zur Erreichung verschiedener real energetischer Autarkiegrade für unterschiedliche Systemgrößen sowie die Analyse der resultierenden Systemkosten. Hierdurch wurden Synergien, die durch den Zusammenschluss kleinerer Systeme zu einem größeren System entstehen, hinsichtlich Speicherbedarf und Systemkosten quantifiziert. Auch die Unterschiede im Autarkiepotenzial zwischen ländlichen und städtischen Regionen wurde mit diesem Vorgehen betrachtet. Auf Quartiersebene wurde darüber hinaus, ergänzend zum systemischen Optimum, die betriebswirtschaftliche Profitabilität einer Installation von Speichern untersucht. Die Ergebnisse beider Systemebenen wurden anhand spezifischer Speicherkapazitäten und Systemkosten miteinander verglichen und mit derzeitigen Erkenntnissen zum Speicherbedarf auf nationaler Ebene diskutiert.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse hohe Bandbreiten an möglichen Speicherkapazitäten und resultierenden Systemkosten und bestätigen die hohe Bandbreite, die die Vielzahl an nationalen Studien zum künftigen Speicherbedarf aufweisen. Mit den durchgeführten Sensitivitätsanalysen wurde der Einfluss der Eingangsparameter quantifiziert und die Ergebnisse abgesichert. Im Folgenden werden die Forschungsfragen konkret beantwortet:

### **Welchem realen Autarkiegrad entsprechen die bilanziellen Autarkiekonzepte von Energieregionen und welche Speicherkapazitäten und Systemkosten ergeben sich für höhere Autarkiegrade?**

In der untersuchten Region werden auf Landkreisebene real energetische Autarkiegrade zwischen 70 und 80 % allein durch die hohen Ausbauziele der bilanziellen Konzepte und ohne den Zubau von Speicherkapazität erreicht. Auf Gemeindeebene steigt dieser Wert auf bis zu 100 % in ausgewählten Regionen. Zwischen ländlichen und städtischen Regionen gibt es jedoch große Unterschiede. Die Stadt Osnabrück kann ihren Energiebedarf nicht allein aus Erneuerbaren Energien im Stadtgebiet, auch nicht durch den Zubau von Speichern, decken und ist auf die Versorgung aus dem Umland angewiesen. Die Synergien bei Vernetzung ermöglichen eine Versorgung der Städte mit geringem Ausbaupotenzial, führen in den ländlichen Regionen jedoch zu einer Reduktion der potenziellen real energetischen Autarkiegrade im Vergleich zu den erreichbaren Autarkiegraden bei ihrer individuellen Betrachtung.

Zur Erreichung von 80 % Autarkie in der gesamten Untersuchungsregion, einschließlich der Stadt Osnabrück, liegen die Speicherkapazitäten zwischen 1,5 und 5,4 GWh mit den Ausbauzielen 2030, und zwischen 100 MWh und 1,6 GWh mit den Ausbauzielen 2050, abhängig vom verwendeten Wetterjahr. Mit einem kostenoptimalen Kraftwerkspark können Autarkiegrade bis zu 90 % erreicht werden. Die Speicherkapazitäten liegen in diesem Fall in einem Bereich von 900 MWh bis 2,5 GWh bei spezifischen Systemkosten zwischen 10,4 bis 14,9 EURct/kWh. Durch Reduzierung des Autarkiegrads auf 80 % sinken die spezifischen Systemkosten im Fall der Kostenoptimierung auf einen Bereich von 7,6 bis 10,4 EURct/kWh.

### **Welchen Einfluss auf den Speicherbedarf und die Systemkosten hat die Größe von (teil-)autarken Systemen auf Regions- und Quartiersebene?**

Auf Regionsebene hat die Größe des (teil-)autarken Systems einen starken Einfluss auf den Speicherbedarf und die Systemkosten. Regionen auf Landkreisebene lassen sich teilautark abbilden. Abhängig vom Vernetzungsgrad und Ausbaupfad sind hier

Autarkiegrade von 80 bis 90 % mit Speicherezubau darstellbar. Auf Gemeindeebene ist eine (teil-)autarke Betrachtung der Stromversorgung nicht sinnvoll. Die untersuchten Gemeinden weisen eine starke Heterogenität hinsichtlich Erzeugung und Verbrauch, und damit hohe Bandbreiten der resultierenden Speicherkapazitäten und Systemkosten, auf. Im Kreis Steinfurt, der verglichen mit den beiden weiteren Regionen auf Kreisebene die höchsten Autarkiegrade aufweist, gibt es viele städtische Gemeinden, die individuell betrachtet nur geringe real energetische Autarkiegrade erreichen. Dies macht deutlich, dass eine Vernetzung zwingend erforderlich und die Gemeindeebene zu klein für real energetische Autarkiebetrachtungen ist. Die Ergebnisse zeigen auch, dass eine Vernetzung von jeweils zwei Gemeinden hierbei nicht ausreicht, da die großen Unterschiede in Speicherbedarf und Systemkosten bestehen bleiben.

Die Untersuchungen auf Quartiersebene zeigen deutliche Synergien bei der Vernetzung einzelner Haushalte und der Nutzung eines gemeinsamen Quartierspeichers. Aus Systemsicht sind deutlich höhere spezifische Speicherkapazitäten und Systemkosten zur Erreichung hoher real energetischer Autarkiegrade, verglichen mit der Regionsebene, notwendig. Spezifische Speicherkapazitäten und Systemkosten auf Quartiersebene, die mit der Regionsebene vergleichbar sind, führen zu Autarkiegraden von nur 50 bis 60 %. Aus Akteurssicht ist jedoch eine Investition in Speicher in den meisten der untersuchten Fälle profitabel und kann zu Autarkiegraden von bis zu 80 % führen.

### **Bis zu welchem Grad können Energieregionen und energetische Quartiere ihre autarken Versorgungsziele unter Berücksichtigung von Speichern sinnvoll umsetzen?**

Real energetische Vollautarkie lässt sich stromseitig aus Kosten- und Ressourcensicht nicht begründen. In vielen Fällen der untersuchten Szenarien führen auch teilautarke Systeme mit Autarkiegraden in Höhe von 80 bis 90 % zu unrealistischen Speicherkapazitäten und Systemkosten. Daneben gibt es Systemkonstellationen, die diese hohen Autarkiegrade ermöglichen. Diese Fälle zeichnet insbesondere eine kostenoptimierte Planung der Dimensionen von Erneuerbaren Energien und Speicherkapazitäten und ein flexibler Einsatz der Biogastechnologie aus.

Ein kostenoptimierter Ausbaupfad senkt den Speicherausbau und die Systemkosten erheblich, ist jedoch stark von den verwendeten Wetterjahren zur Berechnung der Einspeiseleistungen aus Windenergie und Photovoltaik abhängig und orientiert sich nicht an den bereits existierenden Ausbauzielen der Regionen. Ein optimierter Aus-

bau und Einsatz der elektrischen Leistung der Biogastechnologie führt ungefähr zu einer Verdopplung der installierten elektrischen Leistungen, die für einen unflexiblen Einsatz zur vollständigen Nutzung des vorhandenen Biogaspotenzial benötigt würden.

Aus der Betrachtung der Beispielregion lässt sich ableiten, dass reale Autarkiegrade in Höhe von 80 % durch den Zubau von Speichern grundsätzlich erreichbar sind. Auch in Quartieren sind hohe Autarkiegrade zwischen 70 und 80 % umsetzbar, insbesondere wenn hohe PV-Leistungen bereits vorhanden sind. Eine Optimierung der Stromkosten aus Akteurssicht bietet hierfür die notwendige Grundlage. Aus systemischer Sicht ist die Installation von Speichern auf Quartiersebene bis maximal 60 % Autarkie technisch-ökonomisch vergleichbar zur Regionsebene.

Insbesondere die Aussagen für die Regionsebene gelten für die untersuchte Beispielregion. Es ist davon auszugehen, dass die Ergebnisse der untersuchten Region grundsätzlich übertragbar sind. Die Ergebnisse der unterschiedlichen Systemebenen und der Sensitivitätsanalysen zeigen hohe Bandbreiten, abhängig von untersuchter Systemebene und Sensitivität. Mit dieser Bandbreite werden typische Situationen abgebildet, die sich auf andere Energieregionen mit ähnlich hohen Ausbaupfaden und der Kombination aus städtischen und ländlichen Regionen anwenden lassen. Insbesondere die Ergebnisse der kostenoptimierten Ausbauszenarien lassen sich auf andere Regionen übertragen, da in diese Analyse, bis auf den jährlichen Stromverbrauch, keine regionsspezifischen Parameter eingeflossen sind.



Das Thema der Energieregionen und Energieautarkie wird in der Literatur insbesondere aus geistes- und sozialwissenschaftlicher Sicht analysiert. Technisch-ökonomische Energiesystemanalysen zur zukünftigen Energieversorgung zeigen vorrangig den Speicherbedarf für eine Versorgung aus 100 % Erneuerbaren Energien, berechnet mit einem nationalen oder europäischen Regionenverbund, auf. Darüber hinaus gibt es viele Studien zu Quartierskonzepten, in denen potenzielle Geschäftsmodelle für Stromspeicher im Fokus stehen. Bisher existiert keine Studie, die die Autarkieziele von Regionen und Quartieren gemeinsam betrachtet und diese beiden Systemebenen systematisch miteinander vergleicht.

Die vorliegende Dissertation betrachtet Autarkie aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht und nimmt auf Basis der Energiesystemanalyse eine technisch-ökonomische Bewertung der Bestrebungen nach Autarkie vor. Damit liefert sie eine umfassende Analyse zum Speicherbedarf aus regionaler Perspektive im Kontext von Energieautarkie und in Abgrenzung zu nationalen Studien. Gleichzeitig wird Autarkie auf der deutlich kleineren Systemebene der Quartiere in die Untersuchungen integriert, und die resultierenden Speicherbedarfe und Systemkosten der Regions- und Quartiersebene werden systematisch miteinander verglichen. Die betriebswirtschaftliche Optimierung einer Speicherinvestition in Quartieren aus Akteurssicht wird den Analysen aus Systemsicht gegenübergestellt.

Aus den Ergebnissen können Rückschlüsse für den Masterplanprozess der Untersuchungsregion und allgemein für die Prozesse von Energieregionen gezogen werden. Die Frage, ob Stromspeicher in die Planungen der Regionen integriert werden sollten, kann als Ergebnis der vorliegenden Arbeit bejaht werden. Die Ziele der Energieregionen im Bereich der Stromversorgung sollten um Stromspeicher erweitert werden. Da Speicher spätestens bei einer vollständigen Versorgung aus Erneuerbaren Energien gebraucht werden, müssen sie auch neben dem Ausbau Erneuerbarer Energien in den Planungen berücksichtigt werden. Regionen und Quartiere sind zwei Handlungsebenen für den Ausbau Erneuerbarer Energien und damit auch in der Verantwortung, Speicher in ihren Planungen zu berücksichtigen. Autarkieziele können dabei eine Orientierung für die Auslegung bieten.

Real energetische Autarkiegrade lassen sich auf regionaler Ebene zwischen 80 bis maximal 90 % unter bestimmten Voraussetzungen erreichen. Die Ebene des Regionenverbunds, der auch Städte berücksichtigt, bietet sich für Autarkiebetrachtungen an. Sie ermöglicht einen großen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch vor Speichereinsatz und schließt Städte in die autarken Versorgungsziele mit ein. Weiter ist zwingend erforderlich, dass die Flexibilität der Biogastechnologie maximal genutzt wird. In den untersuchten Szenarien bietet sie das größte Potenzial, den Speicherbe-

darf und die Systemkosten bei vorgegebenen Ausbauzielen Erneuerbarer Energien zu senken. Ein kostenoptimaler Ausbau von Erzeugungsleistung und Speicherkapazität führt zu einer deutlichen Senkung der Speicherkapazitäten und Systemkosten gegenüber der Berechnung mit Vorgabe der Masterplanszenarien. Die Ergebnisse hängen jedoch stark vom verwendeten Wetterjahr, das die Einspeisezeitreihen von Windenergie und Photovoltaik definiert, ab. Damit sind diese Szenarien schlecht planbar für Regionen. Sie orientieren sich zudem nicht an den Ausbaupotenzialen der Region, die z. B. an geographische Gegebenheiten geknüpft sind. So liegt der Windenergieausbau in einigen der untersuchten kostenoptimierten Szenarien deutlich über den Ausbaupotenzialen der Region.

Die regionale Ebene ist aus Sicht von Systemkosten und Speicherbedarf für die Umsetzung von Speichern günstiger und systemdienlicher als die Quartiersebene, sodass für eine Speicherintegration die maximale geographische Ausdehnung von Regionenverbünden als Basis für die Berechnungen dienen sollte. Neben der systemdienlichen Sicht sprechen jedoch andere Gründe für die kleinere Systemebene der Quartiere. Der Vorteil der Quartierspeicher ist, dass es eine Investitionsbereitschaft gibt und die Investition in Speicher durch die gegebene Wirtschaftlichkeit gesichert ist. Somit sind Quartiere dennoch eine geeignete Umsetzungsebene für regionale Speicher und das Potenzial ihrer Installation auf Quartiersebene sollte mitgenutzt werden.

Der Bezug von Ergebnissen, die Modelle zur Energiesystemanalyse liefern können, zu den Akteuren von Regionen und Quartieren ist von großer Bedeutung, insbesondere wenn die Ergebnisse der politischen Entscheidungsfindung dienen sollen. So können simulationsbasierte Tools als Ergänzung zu den bilanziellen Berechnungen und für die weitere Entwicklung der regionalen Pläne zum Einsatz kommen. Die vorliegende Arbeit liefert Ansätze für die Umsetzung sogenannter Stakeholder-Empowerment-Tools (StEmp-Tools), wie sie beispielsweise in Fiukowski, Müller und Förster (2019) und Bertsch, McKenna und Mainzer (2019) beschrieben werden. Alle Modelle zur Beantwortung der Fragestellungen der vorliegenden Arbeit wurden mit dem Open-Source-Modellierungsframework oemof erstellt und sind selbst mit einer offenen Lizenz auf der Entwicklungsplattform GitHub zugänglich. Damit ist eine Verwendung und Weiterentwicklung, auch im Rahmen von Stakeholder-Empowerment-Prozessen, möglich.

Weiterer Forschungsbedarf besteht in der Kopplung der regionalen und Quartierszenarien mit den Sektoren Wärme und Verkehr und in der Einbeziehung weiterer Flexibilitätsoptionen. Der systematische Vergleich von Regions- und Quartiersebene könnte zusätzlich die gleichzeitige Betrachtung von regionalen Kurz- und Langzeitspeichern beinhalten. Die Analyse kann außerdem erweitert werden, in-

dem Autarkie anhand von Netzgebieten, die nicht identisch mit den administrativen Regionsgrenzen sind, betrachtet wird. Damit können zusätzlich netztechnische Fragestellungen beantwortet werden. Ferner wird empfohlen, die Untersuchungen mit ökologischen Fragestellungen zu ergänzen, wie beispielsweise eine Erweiterung der Optimierung auf minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen. Insbesondere Speicher haben einen hohen Ressourcenbedarf. Analysen aus ökologischer Sicht könnten indirekte Treibhausgasemissionen in die Untersuchungen einschließen.



## 9. Zusammenfassung

Energieautarkie ist ein zentrales Thema im Transformationsprozess zu einer Versorgung aus 100 % Erneuerbaren Energien, sowohl auf Regions- als auch auf Quartiersebene. Im regionalen Kontext wird hauptsächlich bilanzielle Vollautarkie angestrebt, auf Quartiersebene hingegen real energetische Teilautarkie. Für die bilanziellen Konzepte auf regionaler Ebene ist der Ausbau von Speichern nicht erforderlich. Auf Quartiersebene hingegen sind teilautarke Konzepte mit Stromspeichern weit verbreitet.

Die vorliegende Dissertation befasst sich mit der Analyse von Speicherkapazitäten und Systemkosten für dezentrale Stromversorgungszenarien im Kontext von Energieautarkie. Hierfür wurden die Systemgrößen der autarken Versorgung variiert und die beiden übergeordneten Handlungsebenen, die Region und das Quartier, miteinander verglichen. Ausgehend von den regionalen Bestrebungen nach Autarkie und der Notwendigkeit von Speichern im Gesamtsystem wurde der Einfluss der Größe der (teil-)autarken Systeme auf Regions- und Quartiersebene untersucht und die Frage, bis zu welchem Grad Energieregionen und energetische Quartiere ihre autarken Versorgungsziele unter Berücksichtigung von Speichern sinnvoll umsetzen können, beantwortet.

Die Untersuchungen wurden mit Energiesystemmodellen auf Basis von linearer Optimierung durchgeführt und aus technisch-ökonomischer Sicht bewertet. Der Aufbau der Szenarien wurde unterteilt in die Berechnung von Speicherkapazitäten für einen jeweils vorgegebenen Ausbau Erneuerbarer Energien und die Optimierung des Systemdesigns auf minimale Systemkosten aus makroökonomischer Sicht. Auf Quartiersebene wurde darüber hinaus, ergänzend zum systemischen Optimum, betrachtet, inwieweit sich ein Speicher- und Photovoltaikausbau aus Akteurssicht betriebswirtschaftlich lohnt. Die Ergebnisse beider Systemebenen wurden anhand spezifischer Speicherkapazitäten und Systemkosten miteinander verglichen und mit derzeitigen Erkenntnissen zum Speicherbedarf auf nationaler Ebene diskutiert.

Die Ergebnisse aus der Untersuchung der regionalen Ebenen zeigen, dass in den ländlichen Regionen mit den geplanten Ausbauzielen hohe real energetische Aut-

arkiegrade bereits ohne Speicher erzielt werden. Die resultierenden Autarkiegrade liegen zwischen 70 und 80 % auf Landkreisebene und erreichen bis zu 100 % auf Gemeindeebene. Im Gegensatz dazu sind die städtischen Regionen, die auch bilanziell deutlich geringere Autarkiegrade als die ländlichen Regionen aufweisen, auf eine Versorgung durch das Umland angewiesen. Die Versorgung der Städte wird durch eine Vernetzung mit dem ländlichen Umland ermöglicht, führt jedoch in den ländlichen Regionen zu geringeren Autarkiegraden, verglichen mit den Autarkiegraden bei individueller Betrachtung, oder zu höheren Speicherkapazitäten, wenn vorgegebene Autarkiegrade erreicht werden sollen.

Eine real energetische 80%ige Autarkie mit den Masterplanzielen für das Jahr 2030 führt zu sehr hohen Speicherkapazitäten und Systemkosten. Diese ließen sich auf weniger als die Hälfte des Speicherbedarfs durch den kostenoptimalen Ausbau von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten oder durch einen flexiblen Einsatz der Biogas-technologie senken. Eine Erhöhung auf 90 % Autarkie bei gleichbleibenden Kosten ist mit den 2050er Zielen und einem flexiblen Biogaseinsatz oder mit einem kostenoptimierten Kraftwerkspark möglich.

Auf Quartiersebene bestehen deutlich weniger Möglichkeiten, Autarkie zu vertretbaren Systemkosten umzusetzen. Die Auswertungen zeigen zwar deutliche Synergieeffekte beim Zusammenschluss von Haushalten zur Nutzung eines gemeinsamen Quartierspeichers, insgesamt ist die Systemgröße des Quartiers jedoch um ein Vielfaches kleiner als die Systemgrößen der Regionsebene. Die Optimierung aus betriebswirtschaftlicher Sicht, bei denen die Sicht der Akteure, die Speicher zur Senkung der Strombezugskosten installieren, eingenommen wird, kann zu deutlich höheren Autarkiegraden führen. Dies führt jedoch auch zu erheblich höheren spezifischen Speicherkapazitäten und Kosten aus Systemsicht.

Die regionale Ebene ist aus Sicht von Systemkosten und Speicherbedarf für die Umsetzung von Speichern günstiger und systemdienlicher als die Quartiersebene, sodass für eine Speicherintegration die maximale geographische Ausdehnung von Regionenverbünden als Basis für die Auslegung von Speichern dienen sollte. Neben der systemdienlichen Sicht sprechen jedoch andere Gründe für die kleinere Systemebene der Quartiere. Der Vorteil der Quartierspeicher ist, dass es eine Investitionsbereitschaft gibt und die Investition in Speicher durch die gegebene Wirtschaftlichkeit gesichert ist. Somit sind Quartiere dennoch eine geeignete Umsetzungsebene für regionale Speicher und das Potenzial ihrer Installation auf Quartiersebene sollte mitgenutzt werden.

# Literatur

- 100 prozent erneuerbar stiftung (Hrsg.). (2014). *Dezentrale Strukturen in der Energiewende: Ein White Paper der 100 prozent erneuerbar stiftung*. Berlin.
- 100% RES Communities. (2013). Zugriff 17.08.2019 unter <http://www.100-res-communities.eu/>
- Abegg, B. (2011). Energy Self-sufficient Regions in the European Alps. *Mountain Research and Development*, 31(4), 367–371. doi:10.1659/MRD-JOURNAL-D-11-00056.1
- Agentur für Erneuerbare Energien. (2018). Bürgerenergie bleibt Schlüssel für erfolgreiche Energiewende. Zugriff 18.08.2019 unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/buergerenergie-bleibt-schluessel-fuer-erfolgreiche-energiewende>
- Agentur für Erneuerbare Energien. (2019). Region-N: Netzwerkaufbau für eine nachhaltige und dezentrale Energiewende. Zugriff 17.08.2019 unter <http://www.kommunal-erneuerbar.de/region-n/region-n/das-projekt.html>
- Agora Energiewende (Hrsg.). (2014). *Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*. Berlin.
- Agora Energiewende (Hrsg.). (2017). *Energiewende und Dezentralität: Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte*. Berlin.
- Ausfelder, F., Beilmann, C., Bertau, M., Bräuninger, S., Heinzl, A., Hoer, R., . . . et al. (2015). Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung. *Chemie Ingenieur Technik*, 87(1–2), 17–89. doi:10.1002/cite.201400183
- Becker, S., Gailing, L. & Naumann, M. (2012). *Neue Energielandschaften – Neue Akteurslandschaften: Eine Bestandsaufnahme im Land Brandenburg*. Leibniz-Institut für Regionalentwicklung und Strukturplanung (IRS). Berlin: Rosa-Luxemburg-Stiftung.
- Bertsch, V., McKenna, R. & Mainzer, K. (2019). Participatory development of community energy concepts with multi-criteria decision analysis, energy system optimisation and facilitated workshops to consider local preferences.
- Brauner, G. (2016). Grundlagen der dezentralen nachhaltigen Energieversorgung. In *Energiesysteme: regenerativ und dezentral* (S. 17–40). Wiesbaden: Springer Vieweg. doi:10.1007/978-3-658-12755-8\_2. ISBN: 978-3-658-12755-8
- Breyer, C. & Müller, B. (2013). *Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland*. Berlin: Reiner Lemoine Institut.

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. (2019). Masterplan 100% Klimaschutz. Zugriff 19. 02. 2019 unter <https://www.klimaschutz.de/foerderung/masterplan-100-klimaschutz>
- Bundesnetzagentur. (2018). Wie setzt sich der Strompreis zusammen? Zugriff 18. 06. 2019 unter <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/WieSetztSichDerStrompreisZusammen.html>
- Buttler, A. & Spliethoff, H. (2016). *Kampf der Studien: Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung* [Schriftenreihe Energiesystem im Wandel – Teil II]. München: Technische Universität München.
- Canzler, W., Gailing, L., Grundmann, P., Schill, W.-P., Uhrlandt, D. & Rave, T. (2016). Auf dem Weg zum (de-)zentralen Energiesystem? Ein interdisziplinärer Beitrag zu wesentlichen Debatten. In DIW Berlin (Hrsg.), *Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung* (Bd. 85, 4, S. 127–159). doi:10.3790/vjh.85.4.127
- Cebulla, F., Haas, J., Eichman, J., Nowak, W. & Mancarella, P. (2018). How much electrical energy storage do we need? A synthesis for the U.S., Europe, and Germany. *Journal of Cleaner Production*, 181, 449–459. doi:10.1016/j.jclepro.2018.01.144
- Claassen, A., Knies, J., Lehnhoff, S., Mayer, C., Rohjans, S. & Rosinger, S. (2015). Energetic Neighbourhoods – Local Implementation of the Hybrid Grid Concept. In *SMARTER EUROPE E-World energy & water 2015 Proceedings*. Essen.
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. & Leahy, M. (2010). A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4), 1059–1082. doi:10.1016/j.apenergy.2009.09.026
- Covenant of Mayors for Climate & Energy. (o.D.). Flashback: The origins of the Covenant of Mayors. Zugriff 17. 08. 2019 unter <https://www.covenantofmayors.eu/about/covenant-initiative/origins-and-development.html>
- Day, J. W. & Hall, C. (2016). The Myth of Urban Self Sufficiency. In *America's Most Sustainable Cities and Regions* (S. 25–36). New York: Springer Science+Business Media. doi:10.1007/978-1-4939-3243-6\_3. ISBN: 978-1-4939-3243-6
- deENet (Hrsg.). (2009). *Schriftliche Befragung von Erneuerbare-Energie-Regionen in Deutschland: Regionale Ziele, Aktivitäten und Einschätzungen in Bezug auf 100% Erneuerbare Energie in Regionen*. [Arbeitsmaterialien 100EE Nr. 1]. Kassel.
- Deuschle, J., Hauser, W., Sonnberger, M., Tomaschek, J., Brodecki, L. & Fahl, U. (2015). Erratum zu: Energie-Autarkie und Energie-Autonomie in Theorie und



- Praxis. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 39, 295. doi:10.1007/s12398-015-0166-z
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.). (2010). *dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025*. Berlin.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.). (2012). *dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin.
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS). (2016). Die Karte der Erneuerbaren Energien. Zugriff 18. 10. 2019 unter <http://www.energymap.info/>
- Deutschle, J., Hauser, W., Sonnberger, M., Tomaschek, J., Brodecki, L. & Fahl, U. (2015). Energie-Autarkie und Energie-Autonomie in Theorie und Praxis. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 39, 151–162. doi:10.1007/s12398-015-0160-5
- Dosch, F. & Porsche, L. (2011). Rebuild the City! Towards Resource-efficient Urban Structures through the Use of Energy Concepts, Adaptation to Climate Change, and Land Use Management. In *German Annual of Spatial Research and Policy 2010* (S. 35–48). Berlin Heidelberg: Springer-Verlag. doi:10.1007/978-3-642-12785-4\_4. ISBN: 978-3-642-12785-4
- Ecker, F., Hahnel, U. J. J. & Spada, H. (2017). Promoting Decentralized Sustainable Energy Systems in Different Supply Scenarios: The Role of Autarky Aspiration. *Frontiers in Energy Research*, 5(14). doi:10.3389/fenrg.2017.00014
- Elsner, P., Fishedick, M. & Sauer, D. U. (Hrsg.). (2015). *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge* [Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft]. München. ISBN: 978-3-9817048-5-3
- Energy Storage Association. (2013). Community Energy Storage. Zugriff 25. 10. 2019 unter <https://energystorage.org/community-energy-storage/>
- ENTSO-E. (2018). Hourly load values of a specific country for a specific month. Zugriff 15. 11. 2018 unter <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/>
- ETG Task Force Energiespeicherung (Hrsg.). (2012). *Energiespeicher für die Energiewende: Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050*. Frankfurt am Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG).
- ETG Task Force Grundsätzliche Auslegung neuer Netze (Hrsg.). (2015). *Der Zelluläre Ansatz: Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende*. Frankfurt am Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG).
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). (o.D. a). Bioenergiedörfer. Zugriff 19. 02. 2019 unter <https://bioenergiedorf.fnr.de/>

- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). (o.D. b). Liste der Bioenergie-dörfer. Zugriff 19. 02. 2019 unter <https://bioenergiesdorf.fnr.de/bioenergiesdoerfer/liste/>
- Fiukowski, J., Müller, B. & Förster, E. (2019). Empowerment im Beteiligungsprozess der Energiewende. In *Akzeptanz und politische Partizipation in der Energietransformation* (S. 377–393). Wiesbaden: Springer VS. doi:10.1007/978-3-658-24760-7\_17. ISBN: 978-3-658-24759-1
- Fraunhofer UMSICHT & Fraunhofer IWES (Hrsg.). (2014). *Metastudie „Energiespeicher“*. Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES. Oberhausen, Kassel.
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Hrsg.). (2018). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Freiburg.
- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES (Hrsg.). (2014). *Roadmap Speicher: Endbericht*. Kassel.
- Fünfgeld, C. & Tiedemann, R. (2000). *Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step - by - step* [VDEW Materialien M-05/2000]. Frankfurt.
- Gailing, L. & Röhring, A. (2014). Was ist dezentral an der Energiewende? Infrastrukturen erneuerbarer Energien als Herausforderungen und Chancen für ländliche Räume. *Raumforschung und Raumordnung*, 73(1), 31–43. doi:10.1007/s13147-014-0322-7
- Gaudchau, E., Resch, M. & Zeh, A. (2016). Quartierspeicher: Definition, rechtlicher Rahmen und Perspektiven. *Ökologisches Wirtschaften*, 31(2), 26–27. doi:10.14512/OEW310226
- George, W., Bonow, M., Hoppenbrock, C. & Moser, P. (2009). Regionale Energieversorgung. Chance für eine zukunftsfähige Ziel- und Ressourcensteuerung in der Energiewirtschaft. *Standort - Zeitschrift für Angewandte Geographie*, 33, 13–21. doi:10.1007/s00548-009-0106-4
- Geyer, B. (2014). High-resolution atmospheric reconstruction for Europe 1948–2012: coastDat2. *Earth System Science Data*, 6, 147–164. doi:10.5194/essd-6-147-2014
- Geyer, B. & Rockel, B. (2013). coastDat-2 COSMO-CLM Atmospheric Reconstruction. World Data Center for Climate. Institute of Coastal Research, Helmholtz-Zentrum Geesthacht. doi:10.1594/WDCC/coastDat-2\_COSMO-CLM
- Griese, K.-M., Wawer, T. & Böcher, R. (2016). Suffizienzorientierte Geschäftsmodelle am Beispiel von Stromspeichern. Zukunftsfähige Ansätze in der Energiewirtschaft. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 40, 57–71. doi:10.1007/s12398-016-0175-6
- Gurobi Optimization, LLC. (o.D.). Gurobi Optimizer. Zugriff 28.10.2019 unter <https://www.gurobi.com/de/products/gurobi-optimizer/>

- Hall, L. M. & Buckley, A. R. (2016). A review of energy systems models in the UK: Prevalent usage and categorisation. *Applied Energy*, 169, 607–628. doi:10.1016/j.apenergy.2016.02.044
- Henning, H.-M. & Palzer, A. (2012). *100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Herbst, A., Toro, F., Reitze, F. & Jochem, E. (2012). Introduction to Energy Systems Modelling. *Swiss Journal of Economics and Statistics*, 148(2), 111–135. doi:10.1007/BF03399363
- Hilpert, S., Kaldemeyer, C., Krien, U., Günther, S., Wingenbach, C. & Plessmann, G. (2018). The Open Energy Modelling Framework (oemof) – A new approach to facilitate open science in energy system modelling. *Energy Strategy Reviews*, 22, 16–25. doi:10.1016/j.esr.2018.07.001
- Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin. (o.D.). Lastprofile von Wohngebäuden: Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis. Zugriff 23. 02. 2019 unter <https://pvspeicher.htw-berlin.de/veroeffentlichungen/daten/lastprofile/>
- Hoffmann, P., Frey, G., Friedrich, M., Kerber-Clasen, S., Marschall, J. & Geiger, M. (2012). *Praxistest „Moderne Energiesparsysteme im Haushalt“*. Saarbrücken: Institut für ZukunftsEnergieSysteme.
- Holmgren, W., Calama-Consulting, Lorenzo, T., bmu, ukrien, DaCoEx, ... Peronato, G. (2016). pvlib/pvlib-python: 0.4.3 (Version v0.4.3). Zenodo. doi:10.5281/zenodo.223011
- Holmgren, W. F., Hansen, C. W. & Mikofski, M. A. (2018). pvlib python: a python package for modeling solar energy systems. *Journal of Open Source Software*, 3(29), 884. doi:10.21105/joss.00884
- Hoppenbrock, C. & Albrecht, A.-K. (2010). *Diskussionspapier zur Erfassung regionaler Wertschöpfung in 100%-EE-Regionen. Grundlagen und Anwendung am Beispiel der Photovoltaik*. [Arbeitsmaterialien 100EE Nr. 2]. Kassel: deENet.
- International Renewable Energy Agency (Hrsg.). (2015). *Battery storage for renewables: Market status and technology outlook*. Abu Dhabi.
- International Renewable Energy Agency (Hrsg.). (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Abu Dhabi.
- Jenssen, T., König, A. & Eltrop, L. (2014). Bioenergy villages in Germany: Bringing a low carbon energy supply for rural areas into practice. *Renewable Energy*, 61, 74–80. doi:10.1016/j.renene.2012.08.014
- Jülch, V., Thomsen, J., Hartmann, N., Junne, T., Unterreiner, L., Arnold, M., ... Niederberger, M. (2016). *Betreibermodelle für Stromspeicher: Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben*. Fraunhofer

- ISE, IER Stuttgart, Compare Consulting. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Kairies, K.-P., Haberschusz, D., Magnor, D., Leuthold, M., Badede, J. & Sauer, D. U. (2015). *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher: Jahresbericht 2015*. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen.
- Keppler, D. (2007). Regionale Einflussfaktoren auf den Ausbau erneuerbarer Energien. Ergebnisse einer Fallstudie in der Brandenburger Energieregion Lausitz. *GAIA: Ökologische Perspektiven für Wissenschaft und Gesellschaft*, 16(4), 289–296. doi:10.14279/depositonce-4464
- Keppler, D. (2016). Interregionale Zusammenarbeit: Notwendigkeit und Herausforderung für informelle „Erneuerbare-Energie-Regionen“. In DIW Berlin (Hrsg.), *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung* (Bd. 85, 4, S. 115–125). doi:10.3790/vjh.85.4.115
- Koirala, B. P., Koliou, E., Friege, J., Hakvoort, R. A. & Herder, P. M. (2016). Energetic communities for community energy: A review of key issues and trends shaping integrated community energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 722–744. doi:10.1016/j.rser.2015.11.080
- Kondziella, H., Brod, K., Bruckner, T., Olbert, S. & Mes, F. (2013). Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine aktorsbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 37, 249–260. doi:10.1007/s12398-013-0115-7
- Kosfeld, R. & Gückelhorn, F. (2012). Ökonomische Effekte erneuerbarer Energien auf regionaler Ebene. *Raumforschung und Raumordnung*, 70, 437–449. doi:10.1007/s13147-012-0167-x
- Kreis Steinfurt (Hrsg.). (2013). *Masterplan 100 % Klimaschutz für den Kreis Steinfurt: Vom Projekt zum Prinzip*. Steinfurt.
- Krien, U., Plessmann, G., Günther, S., Schachler, B., Bosch, S. & Kaldemeyer, C. (2019). feedinlib (oemof) – creating feed-in time series – v0.0.12 (Version v0.0.12). Zenodo. doi:10.5281/zenodo.2554102
- Landkreis Osnabrück (Hrsg.). (2014). *Masterplan 100% Klimaschutz des Landkreises Osnabrück*. Osnabrück.
- Lanz, M., Fricke, B., Anthrakidis, A., Genter, M., Hoffschmidt, B., Faber, C., ... Peter, S. (2011). *CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung durch Ausbau, informationstechnische Vernetzung und Netzoptimierung von Anlagen dezentraler, fluktuierender und erneuerbarer Energienutzung in Deutschland* [Climate Change 20/2011]. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Lehnhoff, S., Claassen, A., Reckzügel, M., Meyer, M. & Knies, J. (2016). *Technische und ökonomische Machbarkeit Energetischer Nachbarschaften*. Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Hochschule Osnabrück, iro GmbH Oldenburg. Oldenburg: Carl von Ossietzky Universität Oldenburg.

- Lopion, P., Markewitz, P., Robinius, M. & Stolten, D. (2018). A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96, 156–166. doi:10.1016/j.rser.2018.07.045
- McKenna, R., Merkel, E. & Fichtner, W. (2016). *Energy autonomy in residential buildings: a techno-economic model-based analysis of the scale effects*. KIT Karlsruhe Institute of Technology.
- McKenna, R., Herbes, C. & Fichtner, W. (2015). Energieautarkie: Vorschlag einer Arbeitsdefinition als Grundlage für die Bewertung konkreter Projekte und Szenarien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 39, 235–252. doi:10.1007/s12398-015-0164-1
- McKenna, R., Jäger, T. & Fichtner, W. (2014). Energieautarkie – ausgewählte Ansätze und Praxiserfahrungen im deutschsprachigen Raum. *uwf UmweltWirtschaftsForum*, 22, 241–247. doi:10.1007/s00550-014-0339-y
- Möller, C., Kuhnke, K., Reckzügel, M., Pfisterer, H.-J. & Rosenberger, S. (2016). Energy Storage Potential in the Northern German Region Osnabrück-Steinfurt. In *2016 International Energy and Sustainability Conference (IESC)*. Cologne, Germany. doi:10.1109/IESC.2016.7569497
- Möller, C., Pfeif, A., Faulstich, M. & Rosenberger, S. (2017). Batteriespeicher in Industrie und Gewerbe: Strombezugskosten und wirtschaftliche Einsatzmöglichkeiten. *BWK*, 69(7/8), 52–56. Zugriff 31.08.2020 unter <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/energiespeicher/batteriespeicher-in-industrie-und-gewerbe/>
- Morrison, R. (2018). Energy system modeling: Public transparency, scientific reproducibility, and open development. *Energy Strategy Reviews*, 20, 49–63. doi:10.1016/j.esr.2017.12.010
- Moser, P., Kucharczak, L. & Hoppenbrock, C. (2009). How to Achieve Renewable Energy Regions and Advance Sustainable Development: Integrated Models and Processes in Germany. In *100% Renewable: Energy Autonomy in Action* (S. 173–185). London: Earthscan. doi:10.4324/9781849774345. ISBN: 978-1-84971-471-6
- Müller, M. O., Stämpfli, A., Dold, U. & Hammer, T. (2011). Energy autarky: A conceptual framework for sustainable regional development. *Energy Policy*, 39, 5800–5810. doi:10.1016/j.enpol.2011.04.019
- Nationale Klimaschutzinitiative. (2019). Masterplan-Kommunen. Zugriff 01.08.2019 unter <https://www.klimaschutz.de/masterplan-kommunen-liste>
- Netzwerk der 100ee-Regionen (Hrsg.). (2017). *100% Erneuerbare-Energie-Regionen: Stand: Oktober 2017*. Kassel.
- Neue-Energien-Forum Feldheim. (2019a). Die Energieversorgung des Energieautarken Dorfes Feldheim über private Nahwärme- und Stromnetze. Zugriff 19.02.2019 unter <https://nef-feldheim.info/energieautarkes-dorf>

- Neue-Energien-Forum Feldheim. (2019b). Regionales Regelkraftwerk Feldheim. Zugriff 19.02.2019 unter <http://nef-feldheim.info/batteriespeicher/>
- Neue-Energien-Forum Feldheim. (2019c). Windpark Feldheim. Zugriff 19.02.2019 unter <http://nef-feldheim.info/windenergie/>
- Neupert, E., Euting, T., Kretschmer, T., Notthoff, C., Ruhlig, K. & Weimert, B. (2009). *Energiespeicher. Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial*. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag. ISBN: 978-3-8167-7936-0
- oemof Developer Group. (2017). Open Energy Modelling Framework (oemof) – A modular open source framework to model energy supply systems. Version v0.1.4 (Version v0.1.4). Zenodo. doi:10.5281/zenodo.438676
- oemof developer group. (2018). oemof – open energy modelling framework (v0.2.2) (Version v0.2.2). Zenodo. doi:10.5281/zenodo.1302372
- oemof developing group. (2015). Documentation of the feedinlib v0.0.12: Wind Model. Zugriff 26.02.2019 unter [https://feedinlib.readthedocs.io/en/v0.0.12/model\\_description.html#wind-model](https://feedinlib.readthedocs.io/en/v0.0.12/model_description.html#wind-model)
- Parra, D., Gillott, M., Norman, S. A. & Walker, G. S. (2015). Optimum community energy storage system for PV energy time-shift. *Applied Energy*, 137, 576–587. doi:10.1016/j.apenergy.2014.08.060
- Parra, D., Norman, S. A., Walker, G. S. & Gillott, M. (2016). Optimum community energy storage system for demand load shifting. *Applied Energy*, 174, 130–143. doi:10.1016/j.apenergy.2016.04.082
- Pfenninger, S., Hawkes, A. & Keirstead, J. (2014). Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 74–86. doi:10.1016/j.rser.2014.02.003
- Projektträger Jülich. (2019). Masterplan 100 % Klimaschutz. Zugriff 17.08.2019 unter <https://www.ptj.de/klimaschutzinitiative-kommunen/masterplan>
- pv magazine. (2018). 100.000. Photovoltaik-Speicher in Deutschland in Betrieb genommen. Zugriff 17.08.2019 unter <https://www.pv-magazine.de/2018/08/28/100-000-photovoltaik-speicher-in-deutschland-in-betrieb-genommen/>
- Quaschnig, V. (2019). Statistiken: Installierte Photovoltaikleistung in Deutschland. Zugriff 19.02.2019 unter <http://www.volker-quaschnig.de/datserv/pv-deu/index.php>
- Rae, C. & Bradley, F. (2012). Energy autonomy in sustainable communities—A review of key issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, 6497–6506. doi:10.1016/j.rser.2012.08.002
- Rascon, O. C., Schachler, B., Bühler, J., Resch, M. & Sumper, A. (2016). Increasing the hosting capacity of distribution grids by implementing residential PV storage systems and reactive power control. In *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Porto, Portugal. doi:10.1109/EEM.2016.7521338

- Resch, M., Bühler, J., Klausen, M. & Sumper, A. (2017). Impact of operation strategies of large scale battery systems on distribution grid planning in Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 1042–1063. doi:10.1016/j.rser.2017.02.075
- Rhein-Sieg-Kreis (Hrsg.). (2017). *Masterplan Energiewende: Integriertes Klimaschutzkonzept für den Rhein-Sieg-Kreis*. Siegburg.
- Riechel, R. (2016). Zwischen Gebäude und Gesamtstadt: Das Quartier als Handlungsraum in der lokalen Wärmewende. In DIW Berlin (Hrsg.), *Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung* (Bd. 85, 4, S. 89–101). doi:10.3790/vjh.85.4.89
- Ringkjøb, H.-K., Haugan, P. M. & Solbrekke, I. M. (2018). A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96, 440–459. doi:10.1016/j.rser.2018.08.002
- Röhring, A. (2016). Die Konstituierung dezentraler Handlungsräume erneuerbarer Energien: Chancen und Herausforderungen für die Kreation neuer Entwicklungspfade. In DIW Berlin (Hrsg.), *Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung* (Bd. 85, 4, S. 103–113). doi:10.3790/vjh.85.4.103
- RWE AG. (2019). Kraftwerk Ibbenbüren. Zugriff 23.02.2019 unter <https://www.group.rwe/unser-portfolio-leistungen/betriebsstandorte-finden/kraftwerk-ibbenbueren#>
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (Hrsg.). (2011). *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung: Sondergutachten*. Berlin. ISBN: 978-3-503-13606-3
- Sauer, D. U. (2013). *Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom*. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen.
- Schill, W.-P., Canzler, W., Gailing, L., Quitzow, L. & Uhrlandt, D. (2016). (De-)zentrale Energiewende – Wirklichkeiten, Widersprüche und Visionen: Editorial. In DIW Berlin (Hrsg.), *Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung* (Bd. 85, 4, S. 15–27). doi:10.3790/vjh.85.4.15
- Schill, W.-P. & Zerrahn, A. (2018). Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Results and sensitivities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 83, 156–171. doi:10.1016/j.rser.2017.05.205a
- Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., Mendelevitch, R. & von Hirschhausen, C. (2013). *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050* [Data Documentation 68]. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.
- Senkpiel, C., Shammugam, S., Biener, W., Saad Hussein, N., Kost, C., Kreifels, N. & Hauser, W. (2016). Concept of Evaluating Chances and Risks of Grid Autarky. In *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Porto, Portugal. doi:10.1109/EEM.2016.7521177

- Späth, P. (2012). Understanding the Social Dynamics of Energy Regions—The Importance of Discourse Analysis. *Sustainability*, 4, 1256–1273. doi:10.3390/su4061256
- Stadt Osnabrück (Hrsg.). (2014). *Masterplan 100 % Klimaschutz Osnabrück*. Osnabrück.
- Sterner, M. & Stadler, I. (2014). *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag. ISBN: 978-3-642-37380-0
- Stromnetze Forschungsinitiative der Bundesregierung (Hrsg.) (o.D.). AutGrid – Chancen und Risiken der Netzautarkie in Deutschland. Zugriff 17.08.2019 unter <http://forschung-stromnetze.info/projekte/chancen-und-risiken-der-netzautarkie-in-deutschland/>
- The COIN-OR Foundation. (2016). COIN-OR Optimization Suite Binaries. Zugriff 28.10.2019 unter <https://www.coin-or.org/>
- Tjaden, T., Bergner, J., Weniger, J. & Quaschnig, V. (2015). *Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis*. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin. doi:10.13140/RG.2.1.5112.0080
- Universität Kassel. (2019). 100%-Erneuerbare-Energie-Regionen. Zugriff 17.08.2019 unter <https://www.uni-kassel.de/fb07/institute/ivwl/faculty-chairs/wetzelpf-dr/regionale-klimaschutzprojekte/100ee-regionen.html>
- VisitSamsø. (2016). Energi-Insel Samsø. Zugriff 21.08.2019 unter <https://www.visitsamsoe.dk/de/inspiration/energiakademiet/>
- Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T. & Quaschnig, V. (2015). *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag GmbH. ISBN: 978-3-8305-3548-5
- Wiese, F., Hilpert, S., Kaldemeyer, C. & Pleßmann, G. (2018). A qualitative evaluation approach for energy system modelling frameworks. *Energy, Sustainability and Society*, 8(13), 1–16. doi:10.1186/s13705-018-0154-3
- Wirth, H. (2019). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland: Fassung vom 14.10.2019*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Wirtschaftsregion Lausitz GmbH. (2019). Wirtschaftsregion Lausitz. Zugriff 19.02.2019 unter <http://wirtschaftsregion-lausitz.de/>
- Yalçın-Riollet, M., Garabua-Moussaoui, I. & Szuba, M. (2014). Energy autonomy in Le Mené: A French case of grassroots innovation. *Energy Policy*, 69, 347–355. doi:10.1016/j.enpol.2014.02.016





# A. Anhang

## A.1. Ergänzungen zur Datenbasis

**Tabelle A.1.:** Energieregionen – Landkreise, kreisfreie Städte und Gemeinden, die Zusammenschlüsse zu Regionenverbünden bilden und für Abbildung 2.1 verwendet wurden<sup>a</sup> (Fortsetzung in Tabelle A.2)

Region		
Aach	Colditz	Glücksburg (Ostsee)
Abentheuer	Cottbus	Göda
Achtelsbach	Crottendorf	Gollenberg
Ahlden	Dahme-Spreewald	Goslar
Allensbach	Daisendorf	Grimma
Anhalt-Bittfeld	Dambach	Grolsheim
Annaberg-Buchholz	Damlos	Großhartau
Arnsheim	Demitz-Thumitz	Großpostwitz
Arnsdorf	Dienstweiler	Großröhrsdorf
Aschaffenburg (Stadt)	Doberschau-Gaußig	Großrückerswalde
Aschaffenburg (Landkreis)	Dörverden	Hambühren
Aspisheim	Eggebek	Hamelnd-Pyrmont
Bad Dürkheim	Eigeltingen	Handewitt
Bad Lausick	Elbe-Elster	Hannover (Stadt)
Bad Tölz-Wolfratshausen	Elchweiler	Hannover (Landkreis)
Badenheim	Ellenberg	Harmsdorf
Bamberg (Stadt)	Ellweiler	Harrislee
Bamberg (Landkreis)	Elstra	Hattgenstein
Bärenstein	Emmendingen	Heidelberg
Bautzen (Landkreis)	Engen	Heiligenberg
Bennewitz	Ensheim	Helmstedt
Bergstraße	Erzenhausen	Herdwangen-Schönach
Bernkastel-Wittlich	Eulenbis	Hersfeld-Rotenburg
Beschendorf	Flensburg	Hilzingen
Birkenfeld	Frankenthal	Hochkirch
Bischofswerda	Frankenthal (Pfalz)	Holzminde
Bitburg-Prüm	Freiburg	Hoppstädten-Weiersbach
Blumenthal	Frickingen	Horrweiler
Bodman-Ludwigshafen	Gabsheim	Hürup
Börfink	Garmisch-Partenkirchen	Jöhstadt
Borsdorf	Gau-Weinheim	Kabelhorst
Brandis	Geltlinger Bucht	Kassel (Stadt)
Braunschweig	Gensingen	Kassel (Landkreis)
Breisgau-Hochschwarzwald	Gerhardsbrunn	Kirchlinteln
Bruchmühlbach-Miesau	Germersheim	Kollweiler
Brücken	Gifhorn	Königswalde
Buhlenberg	Gimbweiler	Kronweiler

<sup>a</sup> Quellen: Netzwerk der 100ee-Regionen (2017), Nationale Klimaschutzinitiative (2019) und eigene Recherche zur Zusammensetzung der Regionenverbünde.

**Tabelle A.2.:** Energieregionen – Landkreise, kreisfreie Städte und Gemeinden, die Zusammenschlüsse zu Regionenverbünden bilden und für Abbildung 2.1 verwendet wurden<sup>a</sup> (Fortsetzung der Tabelle A.1)

Region		
Kubschütz	Rethem	Trebsen
Lambsborn	Reutlingen	Trier
Landau in der Pfalz	Rhein-Neckar-Kreis	Trier-Saarburg
Langballig	Rhein-Pfalz-Kreis	Tübingen
Langwieden	Riepsdorf	Udenheim
Leisel	Rimsberg	Ulm
Lensahn	Rinzenberg	Vendersheim
Lichtenberg	Rodenbach	Vulkaneifel
Lossatal	Rodenbek	Wachau
Ludwigshafen am Rhein	Rötsweiler-Nockenthal	Waldeck-Frankenberg
Machern	Rumohr	Wallertheim
Mackenbach	Salem	Weiden i.d.OPf.
Manhagen	Salzgitter	Weilerbach
Mannheim	Sankt Johann	Weilheim-Schongau
Martinshöhe	Saulheim	Welgesheim
Meckenbach	Schafflund	Werra-Meißner-Kreis
Mielkendorf	Schaumburg (Rinteln)	Wietze
Miesbach	Scheibenberg	Wilthen
Mildenau	Schierensee	Wilzenberg-Hußweiler
Miltenberg	Schirgiswalde-Kirschau	Winsen
Mittelangeln	Schlettau	Wittenberg
Molfsee	Schmißberg	Wolfenbüttel
Mühlhausen-Ehingen	Schmölln-Putzkau	Wolfsburg
Naunhof	Schornsheim	Wolfsheim
Neckar-Odenwald-Kreis	Schwalm-Eder-Kreis	Wolkenstein
Neukirch	Schwarmstedt	Worms
Neustadt an der Weinstraße	Schwedelbach	Wörrstadt
Neustadt/Waldnaab	Schwollen	Wurzen
Neu-Ulm	Sehmatal	Zollernalbkreis
Niederbrombach	Siesbach	Zotzenheim
Niederhambach	Sohland	
Nohen	Singen (Hohentwiel)	
Nordsachsen	Sonnenberg-Winnenberg	
Oberbrombach	Speyer	
Obergurig	Spiesheim	
Oberhambach	Spree-Neiße	
Oberspreewald-Lausitz	Sprendlingen	
Oeversee	Steina	
Ohorn	Steinigtwolmsdorf	
Otterwisch	Steißlingen	
Owingen	Stockach	
Partenheim	Südliche Weinstraße	
Parthenstein	Sulzheim	
Peine	Tannenberg	
Pulsnitz	Tengen	
Radolfzell am Bodensee	Thallwitz	
Rammenau	Thermalbad Wiesenbad	
Reichenbach-Steegen	Tirschenreuth	

<sup>a</sup> Quellen: Netzwerk der 100ee-Regionen (2017), Nationale Klimaschutzinitiative (2019) und eigene Recherchen zur Zusammensetzung der Regionenverbünde.

**Tabelle A.3.:** Energieregionen – Landkreise und kreisfreie Städte, die für Abbildung 2.1 verwendet wurden<sup>a</sup>

Region		
Ahrweiler	Landau (Pfalz)	Starnberg
Altötting	Landshut	Steinfurt
Alzey-Worms	Limburg-Weilburg	Stuttgart
Amberg-Weizbach	Lippe	Teltow-Fläming
Barnim	Lüchow-Dannenberg	Traunstein
Berchtesgadener Land	Lüneburg	Trier-Saarburg
Borken	Münster	Uckermark
Cochem-Zell	Magdeburg	Vogelsbergkreis
Cuxhaven	Mainz	Vogtlandkreis
Dachau	Marburg-Biedenkopf	Waldeck-Frankenberg
Dithmarschen	Minden-Lübbecke	Werra-Meißner-Kreis
Ebersberg	München	Wetteraukreis
Emden	Neumarkt i.d. Oberpfalz	
Emsland	Nordfriesland	
Flensburg	Oberallgäu	
Frankfurt am Main	Odenwald	
Freising	Osnabrück (Stadt)	
Fürstentfeldbruck	Osnabrück (Landkreis)	
Garmisch-Partenkirchen	Ostallgäu	
Gießen	Osterholz	
Goslar	Peine	
Göttingen	Potsdam	
Groß-Gerau	Potsdam-Mittelmark	
Harz	Rheingau-Taunus-Kreis	
Heidelberg	Rhein-Hunsrück-Kreis	
Hersfeld-Rotenburg	Rheinisch-Bergischer Kreis	
Hildesheim	Rhein-Sieg	
Kaiserslautern (Stadt)	Rosenheim	
Kaiserslautern (Landkreis)	Rostock	
Karlsruhe	Saalfeld-Rudolstadt	
Kassel	Schwäbisch Hall	
Kelheim	Schwalm-Eder-Kreis	
Kempten (Allgäu)	Segeberg	
Kiel	Speyer	

<sup>a</sup> Quellen: Netzwerk der 100ee-Regionen (2017), Nationale Klimaschutzinitiative (2019).

**Tabelle A.4.:** Energieregionen – Gemeinden, die für Abbildung 2.1 verwendet wurden<sup>a</sup>

Region		
Alheim	Hardeggen	Saarlouis
Altscheid	Heede	Saerbeck
Anderlingen	Hemmingen	Salzhemmendorf
Ascha	Herten	Sankt Michaelisdonn
Büdingen am Hochrhein	Honigsee	Sauerlach
Bad Endbach	Iden	Schkölen
Bad Hersfeld	Ivenack	Schlöben
Bad Säckingen	Jühnde	Schönau
Badbergen	Kalbe (Milde)	Solms
Barth (Amt)	Krummesse	Sontra
Bechstedt	Lathen	St. Ingbert
Beckum	Lauf	St. Peter (Hochschwarzwald)
Beetzendorf	Leibertingen	Steyerberg
Bensheim	Lichtenfels	Tettnang
Bollewick	Merkendorf	Theuma
Bonndorf im Schwarzwald	Merzig	Trendelburg
Brandis	Meßkirch	Unterhaching
Breitnau	Mitwitz	Villenbach
Breuberg	Moosburg a.d.Isar	Vrees
Burbach (Siegerland)	Morbach	Wald
Burow	Münchweiler	Wetter (Ruhr)
Buseck	Nalbach	Wiesbaum
Buttenwiesen	Neuburg a.d. Donau	Wildpoldsried
Dettighofen	Neumarkt i.d. Oberpfalz	Wolfhagen
Dürmentingen	Neustrelitz	Wolpertshausen
Ebenweiler	Niedereschach	
Ebersdorf	Niederweiler	
Engelsberg	Niestetal	
Enkenbach-Alsenborn	Nordhalben	
Erndtebrück	Ostritz	
Fehmarn	Ottersberg	
Freiamt	Ottweiler	
Furth bei Landshut	Pellworm	
Garmisch-Partenkirchen	Pfalzgrafenweiler	
Gehrden	Pickließem	
Gössenheim	Pleß	
Göttingen	Preist	
Gräfenhainichen	Prenzlau	
Grambow	Renquishausen	
Greifswald	Rheine	
Großbardorf	Rietberg	
Grosselfingen	Römerberg	
Hülseburg	Rosenow	
Haimhausen	Rottenburg am Neckar	

<sup>a</sup> Quellen: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (o.D. b), Netzwerk der 100ee-Regionen (2017), Nationale Klimaschutzinitiative (2019).

**Tabelle A.5.:** Energieregionen – Dörfer und Ortsteile, die für Abbildung 2.1 verwendet wurden<sup>a</sup>

Region		
Abtei Münsterschwarzach	Hirschfeld	Rüsselhausen
Ahrenswolde	Hoffenheim	Schaalsee
Albersrieth	Hopferstadt	Schäferei
Alsfeld Lingelbach	Illebad	Schlacht
Altenmellrich	Ilmtal	Schlatt am Randen
Asche	Krebeck/Wollbrandshausen	Schnittlingen
Barlissen	Kreenheinstetten	Schönstadt
Bergheim	Lampertsweiler	Seelwig
Beuchte	Landsatz/Barnitz	Selbitz-Wildenberg
Breese in der Marsch	Larrieden	Sieben Linden
Breitenbrunn	Lausheim	Siebeneich
Burgjoß	Lautenbach	Sohlingen
Düngstrup	Lieberhausen	St. Ottilien
Döllschütz/Pretschwitz	Linnau	Stellshagen
Dörpum	Lippertsreute	Sumpföhren
Ebbinghof	Lüsch	Tangeln
Effelter	Münzinghof	Thomasburg
Ellringen	Malstedt	Töddenried
Emmingen ab Egg	Mauenheim	Ulsenheim
Engelsberg	Mausdorf	Ünglert
Engstingen	Mittelbiberach Dorfgebiet Horeb	Untermaßholderbach
Erdbach	Möggingen	Unterspeltach
Erfurtshausen	Mundelfingen	Verliehausen
Erksdorf	Nagel	Völkofen
Erlacher Höhe	Neudorf	Volkersheim
Erpsen	Niederbettingen	Volkfien
Ersingen	Niederhofen	Wahlsdorf
Feldheim	Oberleiterbach	Waldmannshofen
Flecken Dahlenburg	Oberopfinger	Wallen
Freudenbach	Oberrospe	Wasenberg
Fronhausen	Ocholt	Weiterdingen
Fußbach	Ortlfing	Wettesingen
Gössersdorf	Ostheim	Wettringen
Gontershausen	Peckelsheim	Willersdorf
Großeicholzheim	Poppenhausen-Sieblös	Wolfegg
Großensterz	Quickborn	Wolpertshausen
Grüsselbach	Raibach	Wundenbach
Gundlitz	Randegg	Zepkow
Guttenthau	Rehau	
Hüssingen	Reichenbach	
Hägelberg	Reiffenhausen	
Hausen ob Lontal	Reinstorf-Steinhausen	
Heidersbach	Reutlingendorf	
Hellmannshofen	Robringhausen	
Hermannshof	Rockenbach	
Heubach	Römerstein	
Heubach-Buch	Rohr	
Hilzingen	Rohrdorf	
Hintertal	Rottweil-Hausen	

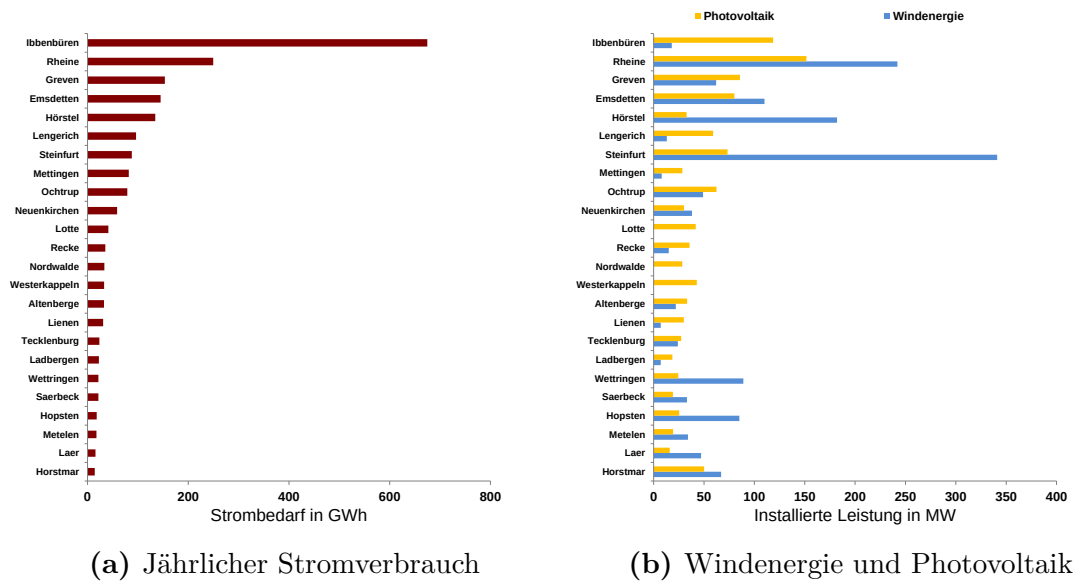
<sup>a</sup> Quelle: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (o.D. b).

**Tabelle A.6.:** Gemeinden des Kreises Steinfurt mit detaillierten Werten zu installierten Leistungen und Strombedarf. Werte wurden den Klimaschutzszenarien entnommen oder berechnet. Ergänzungen zur Datenbasis für die Untersuchungen in Abschnitt 5.3.

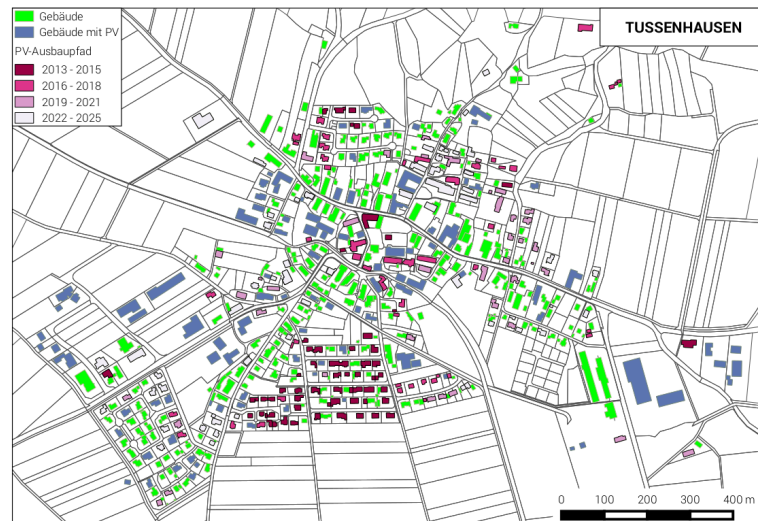
Gemeinde	Installierte Leistung in MW			Strombedarf in GWh/a	
	Wind- energie	Photo- voltaik	Biogas- BHKW <sup>a</sup>	Istzu- stand	Nach Reduktion <sup>b</sup>
Altenberge	22,0	33,2	2	43,7	32,7
Emsdetten	110,0	80,1	2	194,2	145,1
Greven	62,0	85,72	2	205,6	153,6
Hopsten	85,0	25,3	2	24,5	18,3
Hörstel	182,0	32,7	2	179,9	134,4
Horstmar	67,0	50,1	2	19,1	14,3
Ibbenbüren	18,0	118,6	2	902,7	674,6
Ladbergen	7,0	18,6	2	30,1	22,5
Laer	47,0	15,9	2	21,2	15,8
Lengerich	13,0	59,0	2	128,9	96,3
Lienen	7,0	29,9	2	41,4	30,9
Lotte	0	41,8	2	55,5	41,5
Metelen	34,0	19,3	2	23,9	17,9
Mettingen	8,0	28,5	2	109,7	82,0
Neuenkirchen	38,0	30,0	2	78,7	58,8
Nordwalde	0	28,4	2	44,9	33,6
Ochtrup	49,0	62,4	2	105,7	79,0
Recke	15,0	35,6	2	47,4	35,4
Rheine	242,0	151,6	2	334,1	249,7
Saerbeck	33,0	19,1	2	29,0	21,7
Steinfurt	341,0	73,4	2	117,6	87,9
Tecklenburg	24,0	27,3	2	31,5	23,5
Westerkappeln	0	42,8	2	44,0	32,9
Wettringen	89,0	24,4	2	29,0	21,7
Summe	1.493	1.134	48	2.842	2.124

<sup>a</sup> Das Biogas-Potenzial wurde anhand des Biogas-Potenzials des Kreises Steinfurt (1.112 GWh/a im Masterplanszenario 2050) gleichmäßig auf die Gemeinden verteilt. Die resultierende installierte Leistung des Biogas-BHKW ist 2 MW pro Gemeinde bei konstantem BHKW-Betrieb und bei Annahme eines elektrischen Wirkungsgrads von 0,38.

<sup>b</sup> Gleichmäßige Reduktion des Strombedarfs auf Basis der Reduktion des Strombedarfs des Kreises Steinfurt auf insgesamt 2.124 GWh/a (ergibt ca. 25 % Reduktion pro Gemeinde).



**Abbildung A.1.:** Jährlicher Stromverbrauch (a) und Ausbau von Windenergie und PV im Klimaschutzszenario 2050 (b) in den Gemeinden des Kreises Steinfurt. Detaillierte Werte sind in der Tabelle A.6 zu finden.



**Abbildung A.2.:** Beispielquartier Tussenhausen (vgl. Rascon, Schachler, Bühler, Resch & Sumper, 2016)



## A.2. Ergänzungen zu den Ergebnissen

**Tabelle A.7.:** Energiemengen der Erzeugungstechnologien zur Berechnung der bilanziellen Autarkie 2030 und 2050. Detailergebnisse zu Abschnitt 5.1.

Regionale Ebene	Szenario <sup>a</sup>	Wind- energie <sup>b</sup> in GWh/a	Photo- voltaik <sup>b</sup> in GWh/a	Bio- energie in GWh <sub>el</sub> /a <sup>c</sup>
Kreis Steinfurt	MP2030	2.098,2	666,5	554,4
Kreis Steinfurt	MP2050	3.073,9	1.298,7	422,6
Landkreis Osnabrück	MP2030	1.047,0	825,7	278,2
Landkreis Osnabrück	MP2050	1.458,3	1.580,4	282,0
Stadt Osnabrück	MP2030	35,7	215,3	20,1
Stadt Osnabrück	MP2050	62,9	406,6	30,0

<sup>a</sup> MP: Masterplan.

<sup>b</sup> Berechnet mit Modellen zur Ermittlung der Einspeiseleistung von Windenergie und Photovoltaik mit dem Wetterjahr 2005 (vgl. Abschnitt 3.1.4).

<sup>c</sup> Berechnet aus dem Biogaspotenzial der Masterplanregionen (vgl. Tabelle 4.4) und einem elektrischen Wirkungsgrad von 0,38.

**Tabelle A.8.:** Überschüsse und Defizite, die sich mit den Masterplanszenarien 2030 ergeben. Detailergebnisse zu Abschnitt 5.1.

Regionale Ebene <sup>a</sup>	Defizit- energie in GWh/a	Überschuss- energie in GWh/a	Stunden mit Defizit- leistung	Stunden mit Überschuss- leistung
Kreis Steinfurt	480	1.545	4.144	4.616
Landkreis Osnabrück	637	800	5.126	3.634
Stadt Osnabrück	668	26	7.991	769
V2	1.155	675	5.952	2.808
V3	1.530	2.115	4.950	3.810

<sup>a</sup> V2: Vernetzungsszenario 2 (Landkreis und Stadt Osnabrück), V3: Vernetzungsszenario 3 (Kreis Steinfurt, Landkreis Osnabrück und Stadt Osnabrück = gesamte Masterplanregion).

**Tabelle A.9.:** Maximale Überschuss-, Defizit- und Lastgangleistungen, die sich mit den Masterplanszenarien 2030 ergeben. Detailergebnisse zu Abschnitt 5.1.

Regionale Ebene <sup>a</sup>	Max. Defizit- leistung in MW	Max. Überschuss- leistung in MW	Max. Leistung des Lastgangs in MW
Kreis Steinfurt	290	1.311	369
Landkreis Osnabrück	281	960	327
Stadt Osnabrück	144	95	149
V2	422	1.044	476
V3	712	2.355	845

<sup>a</sup> V2: Vernetzungsszenario 2 (Landkreis und Stadt Osnabrück), V3: Vernetzungsszenario 3 (Kreis Steinfurt, Landkreis Osnabrück und Stadt Osnabrück = gesamte Masterplanregion).

**Tabelle A.10.:** Speicherkapazität, installierte Leistungen der Erzeugungstechnologien und spezifische Systemkosten für die Basisszenarien auf Landkreisebene. Detailergebnisse zu Abschnitt 5.2.

Regionale Ebene <sup>a</sup>	Szenario <sup>b</sup>	Speicherkapazität in MWh	Inst. Leistung in MW			Spez. Systemkosten in EUR/kWh
			Windenergie	Photovoltaik	Biogas-BHKW	
KRST	MP2030/80	125	1.000	582	63	0,104
KRST	MP2030/90	2.194	1.000	582	63	0,147
KRST	MP2050/80	0	1.465	1.134	48	0,138
KRST	MP2050/90	933	1.465	1.134	48	0,157
KRST	KO/80	0	563	441	102	0,079
KRST	KO/90	258	792	598	128	0,095
LKOS	MP2030/80	1.374	499	721	32	0,113
LKOS	MP2030/90	8.782	499	721	32	0,306
LKOS	MP2050/80	619	695	1.380	32	0,117
LKOS	MP2050/90	2.107	695	1.380	32	0,149
LKOS	KO/80	241	722	538	60	0,091
LKOS	KO/90	964	791	793	75	0,116
V1	MP2030/80	1.184	1.499	1.303	95	0,104
V1	MP2030/90	6.813	1.499	1.303	95	0,169
V1	MP2050/80	155	2.160	2.514	80	0,121
V1	MP2050/90	2.788	2.160	2.514	80	0,149
V1	KO/80	89	1.317	954	167	0,083
V1	KO/90	1.064	1.635	1.349	207	0,104
V2	MP2030/80	—	516	909	34	—
V2	MP2030/90	—	516	909	34	—
V2	MP2050/80	1.775	725	1.735	36	0,116
V2	MP2050/90	5.181	725	1.735	36	0,171
V2	KO/80	651	1.118	895	67	0,097
V2	KO/90	1.899	1.184	1.333	85	0,126
V3	MP2030/80	2.906	1.516	1.491	97	0,109
V3	MP2030/90	20.472	1.516	1.491	97	0,286
V3	MP2050/80	894	2.190	2.869	84	0,117
V3	MP2050/90	4.438	2.190	2.869	84	0,147
V3	KO/80	348	1.748	1.285	178	0,087
V3	KO/90	1.873	2.067	1.803	221	0,110

<sup>a</sup> KRST: Kreis Steinfurt, LKOS: Landkreis Osnabrück, V1: Vernetzungsszenario 1 (KRST und LKOS), V2: Vernetzungsszenario 2 (LKOS und Stadt Osnabrück), V3: Vernetzungsszenario 3 (KRST, LKOS und Stadt Osnabrück = gesamte Masterplanregion).

<sup>b</sup> MP: Masterplan, KO: Kostenoptimum.

**Tabelle A.11.:** Autarkiegrad und Speicherkapazität der Gemeinden des Kreises Steinfurt für das Szenariojahr 2050 ohne Nutzung des Biogaspotenzials. Detailergebnisse zu Abschnitt 5.3.

Gemeinde	Autarkiegrad ohne Speicher in %	Speicherkapazität in MWh	
		Für 80 % Autarkie	Für 90 % Autarkie
Altenberge	76,7	4,9	26,4
Emsdetten	76,4	26,1	142,4
Greven	68,3	91,3	265,5
Hopsten	91,4	0	0
Hörstel	80,4	0	131,6
Horstmar	92,1	0	0
Ibbenbüren	24,4	—	—
Ladbergen	66,6	14,0	32,7
Laer	88,9	0	1,2
Lengerich	53,3	—	—
Lienen	63,1	23,8	51,0
Lotte	38,0	—	—
Metelen	86,3	0	4,7
Mettingen	44,1	—	—
Neuenkirchen	74,1	17,5	70,1
Nordwalde	36,5	—	—
Ochtrup	75,0	18,5	74,6
Recke	71,2	14,1	37,8
Rheine	79,4	6,2	188,4
Saerbeck	84,4	0	8,7
Steinfurt	90,1	0	0
Tecklenburg	81,5	0	13,1
Westerkappeln	40,1	—	—
Wettringen	90,7	0	0

**Tabelle A.12.:** Autarkiegrad und Speicherkapazität der Gemeinden des Kreises Steinfurt für das Szenariojahr 2050 mit Nutzung des Biogaspotenzials. Detaillierergebnisse zu Abschnitt 5.3.

Gemeinde	Autarkiegrad ohne Speicher in %	Speicherkapazität in MWh	
		Für 80 % Autarkie	Für 90 % Autarkie
Altenberge	93,7	0	0
Emsdetten	81,0	0	86,0
Greven	73,9	42,8	160,4
Hopsten	99,8	0	0
Hörstel	84,5	0	62,7
Horstmar	100,0	0	0
Ibbenbüren	26,8	—	—
Ladbergen	97,1	0	0
Laer	99,9	0	0
Lengerich	65,5	68,0	286,3
Lienen	90,3	0	0
Lotte	67,4	21,6	69,9
Metelen	99,7	0	0
Mettingen	60,7	—	—
Neuenkirchen	85,9	0	13,8
Nordwalde	73,3	8,7	34,5
Ochtrup	83,7	0	28,3
Recke	90,8	0	0
Rheine	81,8	0	140,6
Saerbeck	98,8	0	0
Steinfurt	93,1	0	0
Tecklenburg	98,0	0	0
Westerkappeln	75,3	5,5	22,3
Wettringen	99,3	0	0

**Tabelle A.13.:** Autarkiegrad und spezifische Systemkosten der Gemeinden des Kreises Steinfurt für das Szenariojahr 2050 ohne Nutzung des Biogaspotenzials. Detailergebnisse zu Abschnitt 5.3.

Gemeinde	Autarkiegrad ohne Speicher in %	Spez. Systemkosten in EUR/kWh <sup>a</sup>	
		Für 80 % Autarkie	Für 90 % Autarkie
Altenberge	76,7	0,154	0,183
Emsdetten	76,4	0,138	0,175
Greven	68,3	0,122	0,177
Hopsten	91,4	0,597	0,597
Hörstel	80,4	0,176	0,223
Horstmar	92,1	0,724	0,724
Ibbenbüren	24,4	0,064	0,064
Ladbergen	66,6	0,129	0,167
Laer	88,9	0,392	0,395
Lengerich	53,3	0,081	0,081
Lienen	63,1	0,136	0,176
Lotte	38,0	0,100	0,100
Metelen	86,3	0,281	0,293
Mettingen	44,1	0,068	0,068
Neuenkirchen	74,1	0,130	0,172
Nordwalde	36,5	0,091	0,091
Ochtrup	75,0	0,140	0,172
Recke	71,2	0,139	0,169
Rheine	79,4	0,157	0,189
Saerbeck	84,4	0,229	0,247
Steinfurt	90,1	0,482	0,482
Tecklenburg	81,5	0,191	0,216
Westerkappeln	40,1	0,115	0,115
Wettringen	90,7	0,524	0,524

<sup>a</sup> Die resultierenden Systemkosten enthalten die Kosten für Windenergie, Photovoltaik, Speicherzubau und Import und wurden entweder für 80 % und 90 % Autarkie oder für den Autarkiegrad, der ohne Speicherzubau erreicht wird, wenn dieser größer als 80 % oder 90 % ist, berechnet.

**Tabelle A.14.:** Speicherkapazität, installierte Leistungen der Erzeugungstechnologien und spezifische Systemkosten der Masterplanregion. Detailergebnisse der Sensitivitätsanalyse zum Einsatz der Biogastechnologie aus Abschnitt 5.4.1.

Szenario <sup>a</sup>	Sensitivität <sup>b</sup>	Speicherkapazität in MWh	Inst. Leistung in MW			Spez. Systemkosten in EUR/kWh
			Windenergie	Photovoltaik	Biogas-BHKW	
MP2030/80	unflex.	2.906	1.516	1.491	97	0,109
MP2030/80	flex.	674	1.516	1.491	195	0,089
MP2030/80	opt.	674	1.516	1.491	174	0,088
MP2030/90	unflex.	20.472	1.516	1.491	97	0,286
MP2030/90	flex.	5.035	1.516	1.491	195	0,128
MP2030/90	opt.	4.909	1.516	1.491	205	0,126
MP2050/80	unflex.	894	2.190	2.869	84	0,117
MP2050/80	flex.	0	2.190	2.869	168	0,109
MP2050/80	opt.	0	2.190	2.869	136	0,108
MP2050/90	unflex.	4.438	2.190	2.869	84	0,147
MP2050/90	flex.	2.169	2.190	2.869	168	0,125
MP2050/90	opt.	1.478	2.190	2.869	204	0,118
KO/80	opt.	348	1.748	1.285	178	0,087
KO/90	opt.	1.873	2.067	1.803	221	0,110

<sup>a</sup> MP: Masterplan, KO: Kostenoptimum.

<sup>b</sup> Einsatz der Biogastechnologie: unflexibel (unflex.), flexibel (flex.) und optimiert (opt.).

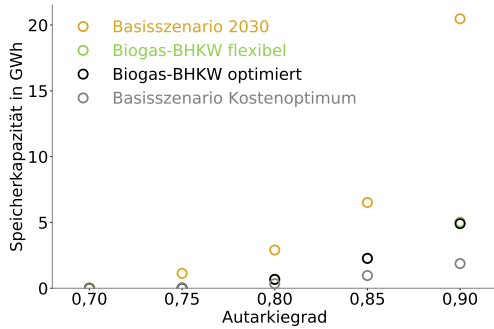
**Tabelle A.15.:** Überschussenergie in der Masterplanregion. Detailergebnisse der Sensitivitätsanalyse zum Einsatz der Biogastechnologie aus Abschnitt 5.4.1.

Szenario <sup>a</sup>	Sensi- tivität <sup>b</sup>	Überschuss- energie in GWh
MP2030/80	unflex.	1.268
MP2030/80	flex.	1.571
MP2030/80	opt.	1.571
MP2030/90	unflex.	723
MP2030/90	flex.	916
MP2030/90	opt.	925
MP2050/80	unflex.	4,127
MP2050/80	flex.	4.352
MP2050/80	opt.	4.352
MP2050/90	unflex.	3.543
MP2050/90	flex.	3.924
MP2050/90	opt.	3.939
KO/80	opt.	1.840
KO/90	opt.	2.510

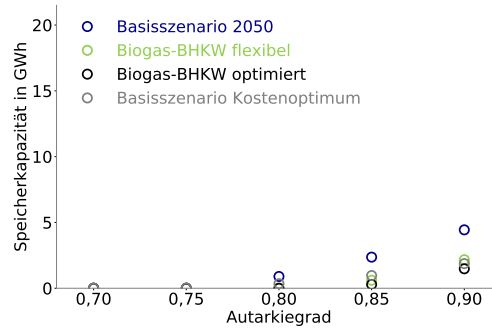
<sup>a</sup> MP: Masterplan, KO: Kostenoptimum.

<sup>b</sup> Einsatz der Biogastechnologie: unflexibel (unflex.), flexibel (flex.) und optimiert (opt.).



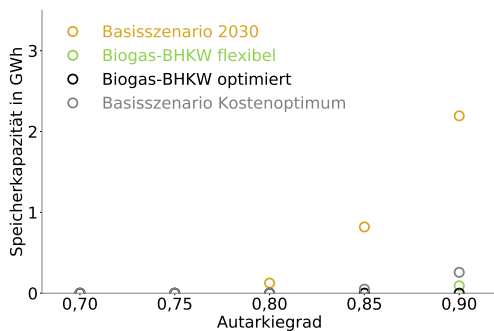


(a) Masterplanregion 2030

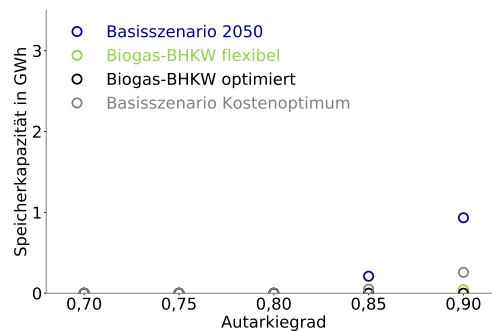


(b) Masterplanregion 2050

**Abbildung A.3.:** Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für verschiedene Betriebsweisen des Biogas-BHKW, Vergleich 2030 (a), 2050 (b) und Kostenoptimum, Masterplanregion. Detaillierergebnisse zu Abschnitt 5.4.1.

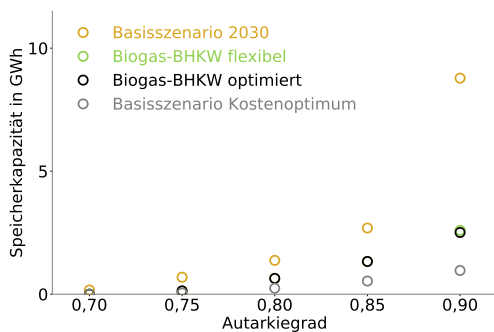


(a) Kreis Steinfurt 2030

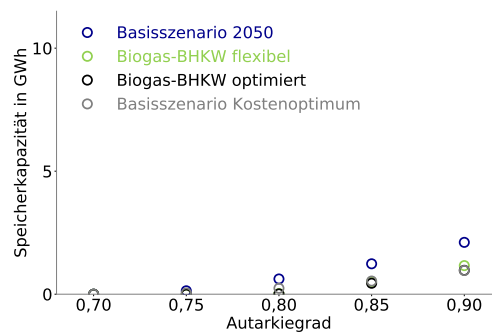


(b) Kreis Steinfurt 2050

**Abbildung A.4.:** Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für verschiedene Betriebsweisen des Biogas-BHKW, Vergleich 2030 (a), 2050 (b) und Kostenoptimum, Kreis Steinfurt. Detaillierergebnisse zu Abschnitt 5.4.1.



(a) Landkreis Osnabrück 2030



(b) Landkreis Osnabrück 2050

**Abbildung A.5.:** Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für verschiedene Betriebsweisen des Biogas-BHKW, Vergleich 2030 (a), 2050 (b) und Kostenoptimum, Landkreis Osnabrück. Detaillierergebnisse zu Abschnitt 5.4.1.

**Tabelle A.16.:** Speicherkapazität, installierte Leistungen der Erzeugungstechnologien und spezifische Systemkosten für die Masterplanregion bei Kostenoptimierung. Detailergebnisse der Sensitivitätsanalyse unter Annahme verschiedener Speichertechnologien aus Abschnitt 5.4.2.

Regionale Ebene <sup>a</sup>	Szenario <sup>b</sup>	Speicherkapazität in MWh	Inst. Leistung in MW			Spez. Systemkosten in EUR/kWh
			Windenergie	Photovoltaik	Biogas <sup>c</sup>	
V3	Redox-Flow/80	1.834	1.372	1.372	167	0,084
V3	Li-Ion/80	748	1.559	1.300	167	0,086
V3	NaS/80	836	1.590	1.306	173	0,086
V3	Blei/80	1.182	1.449	1.340	169	0,085
V3	Redox-Flow/90	4.388	1.533	1.921	207	0,098
V3	Li-Ion/90	2.415	1.730	1.868	199	0,104
V3	NaS/90	2.852	1.748	1.875	213	0,105
V3	Blei/90	3.235	1.577	1.944	208	0,101

<sup>a</sup> V3: Vernetzungsszenario 3 (KRST, LKOS und Stadt Osnabrück = gesamte Masterplanregion).

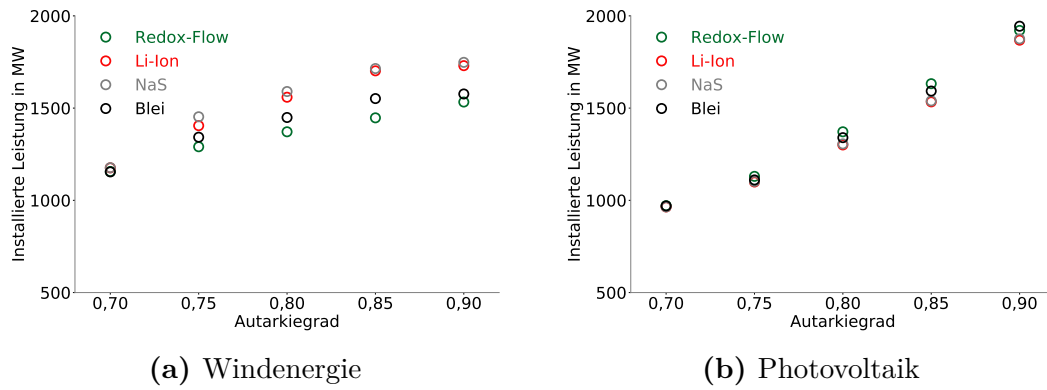
<sup>b</sup> Speichertechnologie/Autarkiegrad in %.

**Tabelle A.17.:** Installierte Speicherleistung und maximale In- und Outputleistungen für die Masterplanregion bei Kostenoptimierung. Detailergebnisse der Sensitivitätsanalyse unter Annahme verschiedener Speichertechnologien aus Abschnitt 5.4.2.

Regionale Ebene <sup>a</sup>	Szenario <sup>b</sup>	Inst. Speicherleistung in MW	Max. Inputleistung in MW	Max. Outputleistung in MW
V3	Redox-Flow/80	274	274	274
V3	Li-Ion/80	748	748	554
V3	NaS/80	139	139	139
V3	Blei/80	591	591	555
V3	Redox-Flow/90	601	601	578
V3	Li-Ion/90	2.415	1.550	556
V3	NaS/90	475	475	475
V3	Blei/90	1.618	1.618	596

<sup>a</sup> V3: Vernetzungsszenario 3 (KRST, LKOS und Stadt Osnabrück = gesamte Masterplanregion).

<sup>b</sup> Speichertechnologie/Autarkiegrad in %.



**Abbildung A.6.:** Installierte Leistungen für Windenergie und Photovoltaik für verschiedene Autarkiegrade bei Optimierung mit konkreten Speichertechnologien

**Tabelle A.18.:** Speicherkapazität, installierte Leistungen der Erzeugungstechnologien und spezifische Systemkosten der Masterplanregion im Masterplanszenario 2030. Detaillierergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Verwendung verschiedener Wetterjahre aus Abschnitt 5.4.3.

Regionale Ebene <sup>a</sup>	Szenario <sup>b</sup>	Speicherkapazität in MWh	Inst. Leistung in MW			Spez. Systemkosten in EUR/kWh
			Windenergie	Photovoltaik	Biogas	
V3	MP2030/80/1998	2.617	1.516	1.491	97	0,106
V3	MP2030/80/1999	1.472	1.516	1.491	97	0,094
V3	MP2030/80/2000	2.476	1.516	1.491	97	0,104
V3	MP2030/80/2001	5.424	1.516	1.491	97	0,135
V3	MP2030/80/2002	4.637	1.516	1.491	97	0,127
V3	MP2030/80/2003	3.233	1.516	1.491	97	0,112
V3	MP2030/80/2004	4.102	1.516	1.491	97	0,121
V3	MP2030/80/2005	2.906	1.516	1.491	97	0,109
V3	MP2030/80/2006	2.790	1.516	1.491	97	0,108
V3	MP2030/80/2007	2.775	1.516	1.491	97	0,108
V3	MP2030/80/2008	2.234	1.516	1.491	97	0,102
V3	MP2030/80/2009	4.035	1.516	1.491	97	0,121
V3	MP2030/80/2010	4.187	1.516	1.491	97	0,122
V3	MP2030/80/2011	3.359	1.516	1.491	97	0,114
V3	MP2030/80/2012	3.342	1.516	1.491	97	0,114
V3	MP2030/80/2013	2.779	1.516	1.491	97	0,108
V3	MP2030/80/2014	3.500	1.516	1.491	97	0,115
V3	MP2030/90/1998	18.737	1.516	1.491	97	0,268
V3	MP2030/90/1999	8.500	1.516	1.491	97	0,161
V3	MP2030/90/2000	16.604	1.516	1.491	97	0,246
V3	MP2030/90/2001	42.932	1.516	1.491	97	0,521
V3	MP2030/90/2002	36.889	1.516	1.491	97	0,458
V3	MP2030/90/2003	23.087	1.516	1.491	97	0,313
V3	MP2030/90/2004	31.806	1.516	1.491	97	0,405
V3	MP2030/90/2005	20.472	1.516	1.491	97	0,286
V3	MP2030/90/2006	17.586	1.516	1.491	97	0,256
V3	MP2030/90/2007	29.766	1.516	1.491	97	0,383
V3	MP2030/90/2008	14.105	1.516	1.491	97	0,219
V3	MP2030/90/2009	25.440	1.516	1.491	97	0,338
V3	MP2030/90/2010	27.194	1.516	1.491	97	0,356
V3	MP2030/90/2011	24.960	1.516	1.491	97	0,333
V3	MP2030/90/2012	21.583	1.516	1.491	97	0,298
V3	MP2030/90/2013	19.861	1.516	1.491	97	0,280
V3	MP2030/90/2014	30.590	1.516	1.491	97	0,392

<sup>a</sup> V3: Vernetzungsszenario 3 (KRST, LKOS und Stadt Osnabrück = gesamte Masterplanregion).

<sup>b</sup> MP: Masterplan.

**Tabelle A.19.:** Speicherkapazität, installierte Leistungen der Erzeugungstechnologien und spezifische Systemkosten der Masterplanregion im Masterplanszenario 2050. Detailergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Verwendung verschiedener Wetterjahre aus Abschnitt 5.4.3.

Regionale Ebene <sup>a</sup>	Szenario <sup>b</sup>	Speicherkapazität in MWh	Inst. Leistung in MW			Spez. Systemkosten in EUR/kWh
			Windenergie	Photovoltaik	Biogas	
V3	MP2050/80/1998	377	2.190	2.869	84	0,111
V3	MP2050/80/1999	115	2.190	2.869	84	0,108
V3	MP2050/80/2000	653	2.190	2.869	84	0,114
V3	MP2050/80/2001	1.617	2.190	2.869	84	0,124
V3	MP2050/80/2002	1.465	2.190	2.869	84	0,123
V3	MP2050/80/2003	1.319	2.190	2.869	84	0,121
V3	MP2050/80/2004	1.243	2.190	2.869	84	0,120
V3	MP2050/80/2005	894	2.190	2.869	84	0,117
V3	MP2050/80/2006	925	2.190	2.869	84	0,117
V3	MP2050/80/2007	539	2.190	2.869	84	0,113
V3	MP2050/80/2008	558	2.190	2.869	84	0,113
V3	MP2050/80/2009	1.334	2.190	2.869	84	0,121
V3	MP2050/80/2010	1.425	2.190	2.869	84	0,122
V3	MP2050/80/2011	1.079	2.190	2.869	84	0,119
V3	MP2050/80/2012	1.121	2.190	2.869	84	0,119
V3	MP2050/80/2013	802	2.190	2.869	84	0,116
V3	MP2050/80/2014	1.038	2.190	2.869	84	0,118
V3	MP2050/90/1998	4.094	2.190	2.869	84	0,144
V3	MP2050/90/1999	3.112	2.190	2.869	84	0,133
V3	MP2050/90/2000	3.966	2.190	2.869	84	0,142
V3	MP2050/90/2001	6.618	2.190	2.869	84	0,171
V3	MP2050/90/2002	5.993	2.190	2.869	84	0,164
V3	MP2050/90/2003	4.468	2.190	2.869	84	0,148
V3	MP2050/90/2004	4.888	2.190	2.869	84	0,152
V3	MP2050/90/2005	4.438	2.190	2.869	84	0,147
V3	MP2050/90/2006	4.427	2.190	2.869	84	0,147
V3	MP2050/90/2007	4.409	2.190	2.869	84	0,147
V3	MP2050/90/2008	3.958	2.190	2.869	84	0,142
V3	MP2050/90/2009	5.220	2.190	2.869	84	0,156
V3	MP2050/90/2010	5.249	2.190	2.869	84	0,156
V3	MP2050/90/2011	4.781	2.190	2.869	84	0,151
V3	MP2050/90/2012	4.920	2.190	2.869	84	0,153
V3	MP2050/90/2013	4.444	2.190	2.869	84	0,147
V3	MP2050/90/2014	4.556	2.190	2.869	84	0,149

<sup>a</sup> V3: Vernetzungsszenario 3 (KRST, LKOS und Stadt Osnabrück = gesamte Masterplanregion).

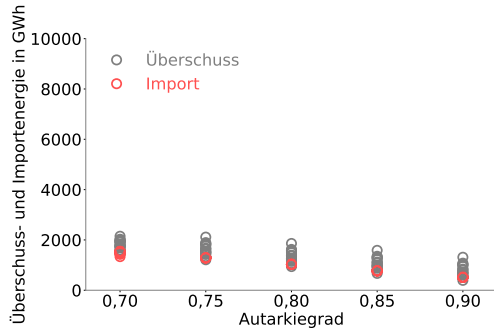
<sup>b</sup> MP: Masterplan.

**Tabelle A.20.:** Speicherkapazität, installierte Leistungen der Erzeugungstechnologien und spezifische Systemkosten der Masterplanregion bei Kostenoptimierung. Detailergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Verwendung verschiedener Wetterjahre aus Abschnitt 5.4.3.

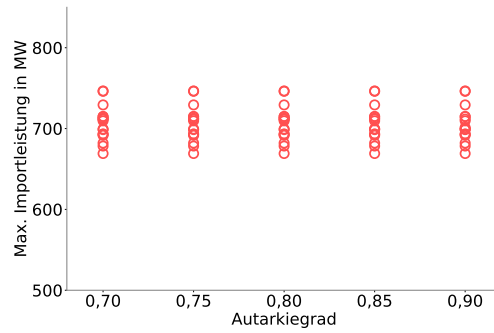
Regionale Ebene <sup>a</sup>	Szenario <sup>b</sup>	Speicherkapazität in MWh	Inst. Leistung in MW			Spez. Systemkosten in EUR/kWh
			Windenergie	Photovoltaik	Biogas	
V3	KO/80/1998	32	1.765	1.057	177	0,082
V3	KO/80/1999	36	1.552	945	177	0,076
V3	KO/80/2000	194	1.657	1.166	181	0,083
V3	KO/80/2001	542	2.014	1.332	180	0,096
V3	KO/80/2002	583	1.835	1.437	180	0,093
V3	KO/80/2003	682	1.812	1.326	173	0,092
V3	KO/80/2004	311	1.931	1.288	181	0,091
V3	KO/80/2005	348	1.748	1.285	178	0,087
V3	KO/80/2006	284	3.207	0	189	0,104
V3	KO/80/2007	86	1.783	1.086	178	0,083
V3	KO/80/2008	67	1.747	969	181	0,081
V3	KO/80/2009	408	1.915	1.297	181	0,092
V3	KO/80/2010	641	1.833	1.522	176	0,095
V3	KO/80/2011	294	1.898	1.206	177	0,089
V3	KO/80/2012	307	1.893	1.136	180	0,088
V3	KO/80/2013	149	3.192	0	193	0,102
V3	KO/80/2014	321	1.829	1.353	177	0,089
V3	KO/90/1998	911	2.288	1.622	231	0,104
V3	KO/90/1999	1.087	2.003	1.350	227	0,096
V3	KO/90/2000	1.690	2.000	1.758	219	0,107
V3	KO/90/2001	2.277	2.290	2.011	225	0,122
V3	KO/90/2002	2.309	2.105	2.252	221	0,121
V3	KO/90/2003	2.453	1.992	1.870	207	0,115
V3	KO/90/2004	1.999	2.225	1.937	218	0,117
V3	KO/90/2005	1.873	2.067	1.803	221	0,110
V3	KO/90/2006	1.807	4.731	0	251	0,147
V3	KO/90/2007	1.225	2.284	1.593	230	0,106
V3	KO/90/2008	1.386	2.185	1.407	226	0,104
V3	KO/90/2009	2.175	2.169	1.993	221	0,118
V3	KO/90/2010	2.367	2.057	2.196	212	0,119
V3	KO/90/2011	1.872	2.253	1.747	220	0,114
V3	KO/90/2012	1.889	2.245	1.721	224	0,114
V3	KO/90/2013	1.555	4.912	0	260	0,149
V3	KO/90/2014	1.972	2.120	1.912	216	0,114

<sup>a</sup> V3: Vernetzungsszenario 3 (KRST, LKOS und Stadt Osnabrück = gesamte Masterplanregion).

<sup>b</sup> KO: Kostenoptimum.

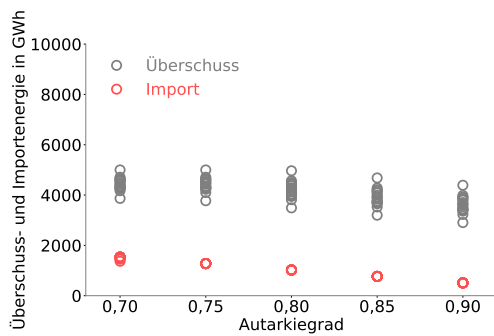


(a) Überschuss- und Importenergie 2030

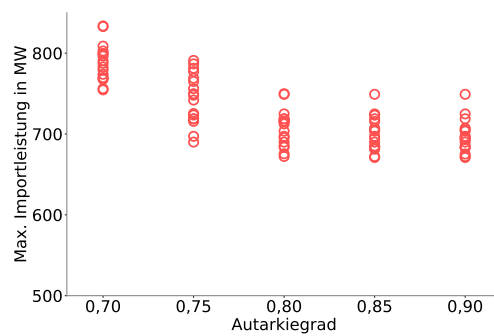


(b) Maximale Importleistung 2030

**Abbildung A.7.:** Überschüsse und Importe für verschiedene Wetterjahre unter Annahme der Masterplanszenarien 2030, Masterplanregion

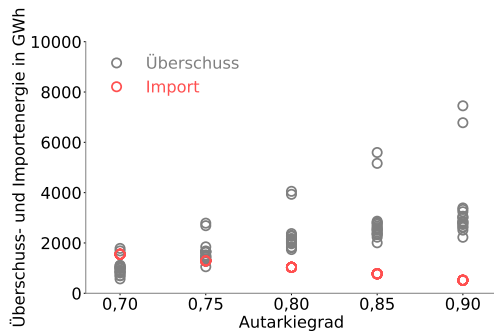


(a) Überschuss- und Importenergie 2050

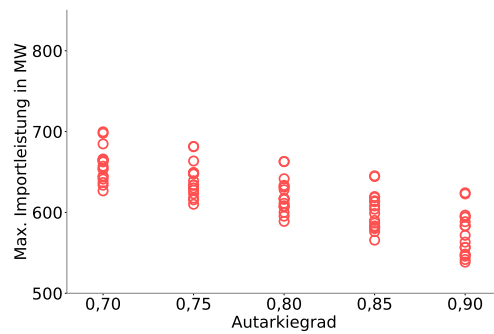


(b) Maximale Importleistung bei Kostenoptimierung

**Abbildung A.8.:** Überschüsse und Importe für verschiedene Wetterjahre unter Annahme der Masterplanszenarien 2050, Masterplanregion



(a) Überschuss- und Importenergie bei Kostenoptimierung



(b) Maximale Importleistung bei Kostenoptimierung

**Abbildung A.9.:** Überschüsse und Importe für verschiedene Wetterjahre bei Kostenoptimierung aller Technologien, Masterplanregion

**Tabelle A.21.:** Autarkiegrad, Speicherkapazität und installierte PV-Leistungen. Vergleich von RES und CES mit 73 Haushalten (Stromverbrauch gesamt: 338 MWh).

System- ebene <sup>a</sup>	Szenario <sup>b</sup>	Autarkie- grad ohne Speicher in % <sup>c</sup>	Speicher- kapazität in kWh	Inst. Leistung PV in kW
RES	PV 10 kW/50	39,9	126	730
RES	PV 10 kW/60	39,9	269	730
RES	PV 10 kW/70	39,9	461	730
RES	PV 10 kW/ohne/SYS	39,9	0	730
RES	PV 10 kW/ohne/BW	39,9	370	730
RES	PV KO/50	10,7	273	287
RES	PV KO/60	10,7	412	365
RES	PV KO/70	10,7	575	479
RES	PV KO/ohne/SYS	10,7	0	34
RES	PV KO/ohne/BW	10,7	170	237
CES	PV 10 kW/50	42,5	93	730
CES	PV 10 kW/60	42,5	226	730
CES	PV 10 kW/70	42,5	373	730
CES	PV 10 kW/ohne/SYS	42,5	0	730
CES	PV 10 kW/ohne/BW	42,5	391	730
CES	PV KO/50	16,8	239	273
CES	PV KO/60	16,8	372	337
CES	PV KO/70	16,8	520	431
CES	PV KO/ohne/SYS	16,8	0	52
CES	PV KO/ohne/BW	16,8	132	218

<sup>a</sup> RES: Summe der Speicherkapazitäten auf Haushaltsebene, CES: Speicherkapazität auf Quartiersebene.

<sup>b</sup> PV 10 kW: PV-Ausbauszenario mit 10 kW installierter PV-Leistung pro Haushalt, PV KO: PV-Kostenoptimum; unterschieden wird zudem zwischen vorgegebenen Autarkiegraden von 50 bis 70 % und optimalen Autarkiegraden aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht.

<sup>c</sup> Für die RES-Szenarien wird der Autarkiegrad aus der Summe des Netzbezugs aller Haushalte ermittelt.



**Tabelle A.22.:** Weitere Detailergebnisse zum Vergleich von RES und CES mit 73 Haushalten (Stromverbrauch gesamt: 338 MWh)

System- ebene <sup>a</sup>	Szenario <sup>b</sup>	Über- schuss- energie in MWh	Netzbe- zug in MWh	Max. Netzbe- zugslei- stung in kW	Erreich- ter Autar- kiegrad in % <sup>c</sup>
RES	PV 10 kW/50	658,3	168,9	—	50,0
RES	PV 10 kW/60	616,2	135,2	—	60,0
RES	PV 10 kW/70	574,0	101,4	—	70,0
RES	PV 10 kW/ohne/SYS	701,0	203,0	—	39,9
RES	PV 10 kW/ohne/BW	589,1	113,6	—	66,4
RES	PV KO/50	144,6	169,0	—	50,0
RES	PV KO/60	193,5	135,2	—	60,0
RES	PV KO/70	283,8	101,4	—	70,0
RES	PV KO/ohne/SYS	2,8	301,7	—	10,7
RES	PV KO/ohne/BW	119,8	195,3	—	42,2
CES	PV 10 kW/50	660,7	169,0	97,1	50,0
CES	PV 10 kW/60	618,4	135,2	95,2	60,0
CES	PV 10 kW/70	576,2	101,4	95,2	70,0
CES	PV 10 kW/ohne/SYS	692,2	194,2	97,1	42,5
CES	PV 10 kW/ohne/BW	571,8	98,0	95,2	71,0
CES	PV KO/50	131,5	169,0	97,1	50,0
CES	PV KO/60	164,2	135,2	97,1	60,0
CES	PV KO/70	231,1	101,4	97,1	70,0
CES	PV KO/ohne/SYS	2,5	281,2	97,1	16,8
CES	PV KO/ohne/BW	103,3	198,1	97,1	41,4

<sup>a</sup> RES: Summe der Speicherkapazitäten auf Haushaltsebene, CES: Speicherkapazität auf Quartiersebene.

<sup>b</sup> PV 10 kW: PV-Ausbauszenario mit 10 kW installierter PV-Leistung pro Haushalt, PV KO: PV-Kostenoptimum; unterschieden wird zudem zwischen vorgegebenen Autarkiegraden von 50 bis 70 % und optimalen Autarkiegraden aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht.

<sup>c</sup> Für die RES-Szenarien wird der Autarkiegrad aus der Summe des Netzbezugs aller Haushalte ermittelt.

**Tabelle A.23.:** Speicherkapazität (RES) in kWh. Statistische Kennwerte der 73 Haushalte zu den Abbildungen 6.1b, 6.2b, 6.4b und 6.5b.

	Autarkiegrad			Kostenopt. Autarkiegrad <sup>c</sup>	
	50 %	60 %	70 %	aus SYS-Sicht	aus BW-Sicht
PV 10 kW <sup>a</sup>					
Summe	125,8	268,8	461,1	0	369,8
Minimum	0	1,1	2,1	0	2,1
Maximum	4,8	9,1	18,6	0	9,3
Median	1,5	3,5	5,9	0	5,2
Mittelwert	1,7	3,7	6,3	0	5,1
PV KO <sup>b</sup>					
Summe	272,9	411,7	575,5	0	170,5
Minimum	1,8	2,6	3,6	0	0,7
Maximum	7,2	10,2	15,0	0	4,4
Median	3,7	5,5	7,8	0	2,3
Mittelwert	3,7	5,6	7,9	0	2,3

<sup>a</sup> Szenario: PV-Ausbauszenario mit 10 kW installierter PV-Leistung pro Haushalt.

<sup>b</sup> Szenario: PV-Kostenoptimum.

<sup>c</sup> Szenario ohne vorgegebenen Autarkiegrad. Optimaler Autarkiegrad aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht.

**Tabelle A.24.:** Photovoltaik in kW. Statistische Kennwerte der 73 Haushalte zu den Abbildungen 6.4b und 6.5b.

	Autarkiegrad			Kostenopt. Autarkiegrad <sup>b</sup>	
	50 %	60 %	70 %	aus SYS-Sicht	aus BW-Sicht
PV KO <sup>a</sup>					
Summe	286,5	364,6	478,6	34,3	237,4
Minimum	1,3	1,8	2,3	0,1	0,7
Maximum	6,7	8,6	11,8	1,1	5,9
Median	3,9	4,9	6,4	0,5	3,2
Mittelwert	3,9	5,0	6,6	0,5	3,3

<sup>a</sup> Szenario: PV-Kostenoptimum. Zum Vergleich: im PV-Ausbauszenario werden 10 kW pro Haushalt installiert.

<sup>b</sup> Szenario ohne vorgegebenen Autarkiegrad. Optimaler Autarkiegrad aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht.

**Tabelle A.25.:** Spezifische Systemkosten und Kosten aus Betreibersicht der Quartiersanalysen. Detailergebnisse zu Abbildung 6.7.

System- ebene <sup>a</sup>	Szenario <sup>b</sup>	Spez. Kosten in EUR/kWh	
		Aus Systemsicht	Aus Betreibersicht
CES	PV 10 kW/50	0,173	0,289
CES	PV 10 kW/60	0,187	0,280
CES	PV 10 kW/70	0,204	0,274
CES	PV 10 kW/ohne/SYS	0,163	0,297
CES	PV 10 kW/ohne/BW	0,206	0,274
CES	PV KO/50	0,118	0,235
CES	PV KO/60	0,144	0,237
CES	PV KO/70	0,177	0,246
CES	PV KO/ohne/SYS	0,065	0,258
CES	PV KO/ohne/BW	0,098	0,234

<sup>a</sup> CES: Quartiersebene.

<sup>b</sup> PV 10 kW: PV-Ausbauszenario mit 10 kW installierter PV-Leistung pro Haushalt, PV KO: PV-Kostenoptimum; unterschieden wird zudem zwischen vorgegebenen Autarkiegraden von 50 bis 70 % und optimalen Autarkiegraden aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht.

**Tabelle A.26.:** Autarkiegrad, Speicherkapazität und installierte PV-Leistung. Vergleich von RES und CES mit 74 Haushalten (Stromverbrauch gesamt: 347 MWh).

System- ebene <sup>a</sup>	Szenario <sup>b</sup>	Autarkie- grad ohne Speicher in % <sup>c</sup>	Speicher- kapazität in kWh	Inst. Leistung PV in kW
RES	PV 10 kW/50	39,8	133	740
RES	PV 10 kW/60	39,8	424	740
RES	PV 10 kW/70	39,8	1.695	740
RES	PV 10 kW/ohne/SYS	39,8	0	740
RES	PV 10 kW/ohne/BW	39,8	375	740
RES	PV KO/50	10,8	281	296
RES	PV KO/60	10,8	567	375
RES	PV KO/70	10,8	1.810	489
RES	PV KO/ohne/SYS	10,8	0	35
RES	PV KO/ohne/BW	10,8	174	243
CES	PV 10 kW/50	42,4	97	740
CES	PV 10 kW/60	42,4	234	740
CES	PV 10 kW/70	42,4	387	740
CES	PV 10 kW/ohne/SYS	42,4	0	740
CES	PV 10 kW/ohne/BW	42,4	396	740
CES	PV KO/50	16,7	246	280
CES	PV KO/60	16,7	383	346
CES	PV KO/70	16,7	534	447
CES	PV KO/ohne/SYS	16,7	0	53
CES	PV KO/ohne/BW	16,7	140	226

<sup>a</sup> RES: Summe der Speicherkapazitäten auf Haushaltsebene, CES: Speicherkapazität auf Quartiersebene.

<sup>b</sup> PV 10 kW: PV-Ausbauszenario mit 10 kW installierter PV-Leistung pro Haushalt, PV KO: PV-Kostenoptimum; unterschieden wird zudem zwischen vorgegebenen Autarkiegraden von 50 bis 70 % und optimalen Autarkiegraden aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht.

<sup>c</sup> Für die RES-Szenarien wird der Autarkiegrad aus der Summe des Netzbezugs aller Haushalte ermittelt.

**Tabelle A.27.:** Weitere Detailergebnisse zum Vergleich von RES und CES mit 74 Haushalten (Stromverbrauch gesamt: 347 MWh)

System- ebene <sup>a</sup>	Szenario <sup>b</sup>	Über- schuss- energie in MWh	Netzbe- zug in MWh	Max. Netzbe- zugslei- stung in kW	Erreich- ter Autar- kiegrad in % <sup>c</sup>
RES	PV 10 kW/50	665,1	173,2	—	50,0
RES	PV 10 kW/60	621,9	138,7	—	60,0
RES	PV 10 kW/70	578,6	104,0	—	70,0
RES	PV 10 kW/ohne/SYS	709,6	208,8	—	39,8
RES	PV 10 kW/ohne/BW	596,4	118,3	—	65,9
RES	PV KO/50	151,2	173,3	—	50,0
RES	PV KO/60	199,2	138,7	—	60,0
RES	PV KO/70	288,4	104,0	—	70,0
RES	PV KO/ohne/SYS	2,9	309,6	—	10,8
RES	PV KO/ohne/BW	123,4	200,9	—	42,1
CES	PV 10 kW/50	667,6	173,3	98,9	50,0
CES	PV 10 kW/60	624,2	138,7	98,0	60,0
CES	PV 10 kW/70	580,9	104,0	98,0	70,0
CES	PV 10 kW/ohne/SYS	700,4	199,6	98,9	42,4
CES	PV 10 kW/ohne/BW	578,8	102,3	98,0	70,5
CES	PV KO/50	134,8	173,3	98,9	50,0
CES	PV KO/60	168,5	138,7	98,9	60,0
CES	PV KO/70	242,3	104,0	98,9	70,0
CES	PV KO/ohne/SYS	2,6	288,7	98,9	16,7
CES	PV KO/ohne/BW	106,9	202,2	98,9	41,7

<sup>a</sup> RES: Summe der Speicherkapazitäten auf Haushaltsebene, CES: Speicherkapazität auf Quartiersebene.

<sup>b</sup> PV 10 kW: PV-Ausbauszenario mit 10 kW installierter PV-Leistung pro Haushalt, PV KO: PV-Kostenoptimum; unterschieden wird zudem zwischen vorgegebenen Autarkiegraden von 50 bis 70 % und optimalen Autarkiegraden aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht.

<sup>c</sup> Für die RES-Szenarien wird der Autarkiegrad aus der Summe des Netzbezugs aller Haushalte ermittelt.

**Tabelle A.28.:** Speicherkapazität (RES) in kWh. Statistische Kennwerte der 74 Haushalte zu den Abbildungen A.10 und A.12.

	Autarkiegrad			Kostenopt. Autarkiegrad <sup>c</sup>	
	50 %	60 %	70 %	aus SYS-Sicht	aus BW-Sicht
PV 10 kW <sup>a</sup>					
Summe	133,3	423,7	1.695,4	0	374,5
Minimum	0	1,1	2,1	0	2,1
Maximum	7,5	154,9	1.234,3	0	9,3
Median	1,6	3,6	5,9	0	5,2
Mittelwert	1,8	5,7	22,9	0	5,1
PV KO <sup>b</sup>					
Summe	280,5	566,7	1.809,8	0	173,6
Minimum	1,8	2,6	3,6	0	0,7
Maximum	7,6	154,9	1.234,3	0	4,4
Median	3,7	5,5	7,8	0	2,3
Mittelwert	3,8	7,7	24,5	0	2,3

<sup>a</sup> Szenario: PV-Ausbauszenario mit 10 kW installierter PV-Leistung pro Haushalt.

<sup>b</sup> Szenario: PV-Kostenoptimum.

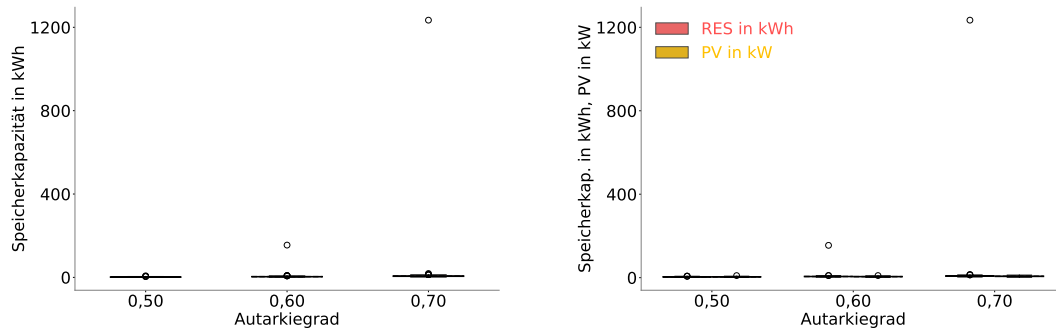
<sup>c</sup> Szenario ohne vorgegebenen Autarkiegrad. Optimaler Autarkiegrad aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht.

**Tabelle A.29.:** Photovoltaik in kW. Statistische Kennwerte der 74 Haushalte zu den Abbildungen A.10b und A.12b.

	Autarkiegrad			Kostenopt. Autarkiegrad <sup>b</sup>	
	50 %	60 %	70 %	aus SYS-Sicht	aus BW-Sicht
PV KO <sup>a</sup>					
Summe	296,4	374,6	488,6	34,9	243,4
Minimum	1,3	1,8	2,3	0,1	0,7
Maximum	9,9	10,0	11,8	1,1	6,0
Median	3,9	4,9	6,5	0,5	3,3
Mittelwert	4,0	5,1	6,6	0,5	3,3

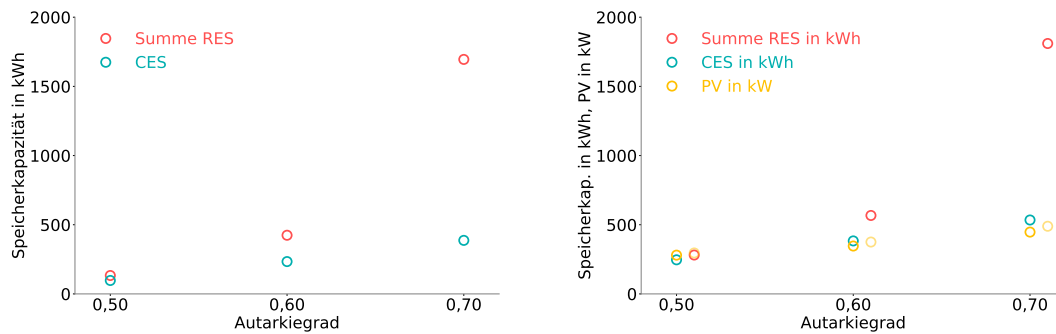
<sup>a</sup> Szenario: PV-Kostenoptimum. Zum Vergleich: im PV-Ausbauszenario werden 10 kW pro Haushalt installiert.

<sup>b</sup> Szenario ohne vorgegebenen Autarkiegrad. Optimaler Autarkiegrad aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht.



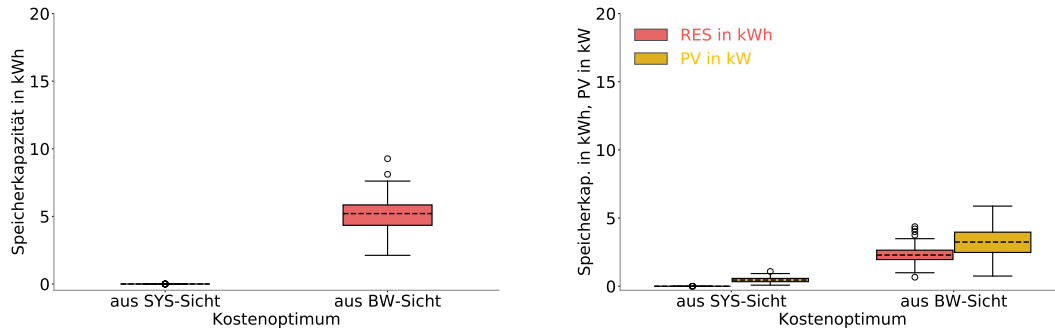
(a) Verteilung RES auf die 74 HH. Instal- (b) Verteilung RES und PV auf die 74 HH  
lierte PV-Leistung pro HH ist jeweils 10 kW.

**Abbildung A.10.:** Benötigte Speicherkapazität (und PV-Leistung) in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für die 74 Einzelhaushalte im PV-Ausbauszenario (a) und im PV-Kostenoptimum (b). Der Ausreißer (Lastprofil 46) wurde in dieser Darstellung nicht ausgeschlossen.



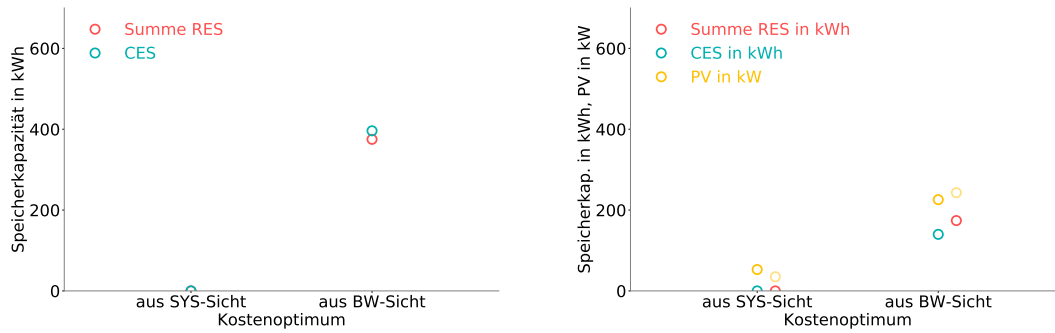
(a) Verteilung RES auf die 74 HH. Instal- (b) Verteilung RES und PV auf die 74 HH  
lierte PV-Leistung pro HH ist jeweils 10 kW.

**Abbildung A.11.:** Benötigte Speicherkapazität (und PV-Leistung) in Abhängigkeit vom Autarkiegrad für den Quartierspeicher und die Summe der 74 Einzelhaushalte im PV-Ausbauszenario (a) und im PV-Kostenoptimum (b). Der Ausreißer (Lastprofil 46) wurde in dieser Darstellung nicht ausgeschlossen.



(a) Verteilung RES auf die 74 HH. Instal- (b) Verteilung RES und PV auf die 74 HH  
lierte PV-Leistung pro HH ist jeweils 10 kW.

**Abbildung A.12.:** Benötigte Speicherkapazität (und PV-Leistung) für den kostenoptimalen Ausbau von Speicherkapazität (und PV-Leistung) aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht für die 74 Einzelhaushalte im PV-Ausbauszenario (a) und im PV-Kostenoptimum (b)



(a) Verteilung RES auf die 74 HH. Instal- (b) Verteilung RES und PV auf die 74 HH  
lierte PV-Leistung pro HH ist jeweils 10 kW.

**Abbildung A.13.:** Benötigte Speicherkapazität (und PV-Leistung) für den kostenoptimalen Ausbau von Speicherkapazität (und PV-Leistung) aus System- (SYS) und betriebswirtschaftlicher (BW) Sicht für den Quartierspeicher und die Summe der 74 Einzelhaushalte im PV-Ausbauszenario (a) und im PV-Kostenoptimum (b)

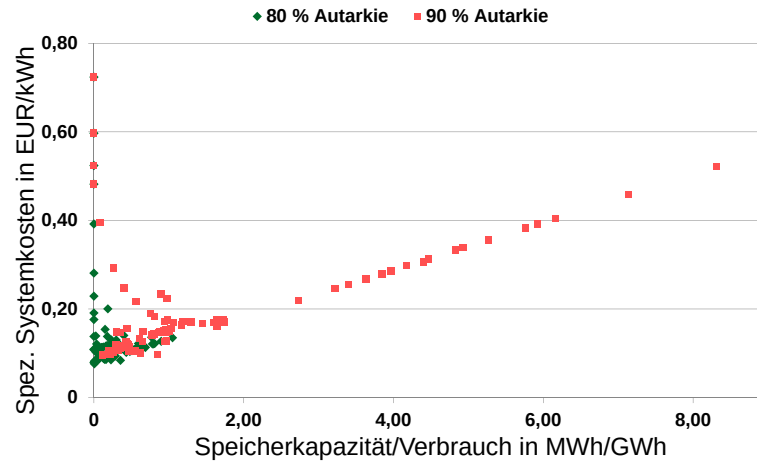


**Tabelle A.30.:** Autarkiegrad, Speicherkapazität und spezifische Systemkosten der Quartiersszenarien des realen Beispielquartiers Tussenhausen. Detailergebnisse zu Abschnitt 6.2.

System- ebene <sup>a</sup>	Szenario <sup>b</sup>	Autarkie- grad ohne Speicher in %	Speicher- kapazität in kWh	Inst. Leistung PV in MW
TH 84 HH	PV-Ausbau/50	48,2	107	2.134
TH 84 HH	PV-Ausbau/60	48,2	839	2.134
TH 84 HH	PV-Ausbau/70	48,2	1.693	2.134
TH 84 HH	PV-Ausbau/ohne/SYS	48,2	0	2.134
TH 84 HH	PV-Ausbau/ohne/BW	48,2	1.534	2.134
TH 375 HH	PV-Ausbau/50	51,0	0	7.538
TH 375 HH	PV-Ausbau/60	51,0	1.134	7.538
TH 375 HH	PV-Ausbau/70	51,0	2.503	7.538
TH 375 HH	PV-Ausbau/ohne/SYS	51,0	0	7.538
TH 375 HH	PV-Ausbau/ohne/BW	51,0	3.775	7.538
TH 446 HH	PV-Ausbau/50	50,2	0	7.538
TH 446 HH	PV-Ausbau/60	50,2	1.382	7.538
TH 446 HH	PV-Ausbau/70	50,2	2.929	7.538
TH 446 HH	PV-Ausbau/ohne/SYS	50,2	0	7.538
TH 446 HH	PV-Ausbau/ohne/BW	50,2	4.130	7.538

<sup>a</sup> TH: Tussenhausen, HH: Haushalte.

<sup>b</sup> SYS: Systemsicht, BW: betriebswirtschaftliche Sicht.



**Abbildung A.14.:** Spezifische Systemkosten über spezifischer Speicherkapazität (jeweils bezogen auf den Jahresverbrauch) für die Untersuchungen auf Regionsebene – vollständige Grafik (vgl. Abbildung 7.1)